

Harmonisa merupakan suatu gangguan yang terjadi pada sistem tenaga listrik yang diakibatkan oleh distorsi gelombang arus dan tegangan yang berasal dari beban-beban non linier. Sehingga distorsi arus dan tegangan ini menyebabkan gelombang arus dan tegangan menjadi tidak sinusoidal. Transformator distribusi langsung merasakan dampak dari harmonisa, disebabkan transformator distribusi langsung berhubungan dengan beban non linier. Salah satu dampak yang umum dari gangguan harmonisa adalah panas lebih pada kawat netral dan transformator. Hal ini juga menyebabkan meningkatnya nilai faktor-k dan terjadinya derating serta losses pada transformator distribusi. Untuk itu perlu dirancang sebuah filter untuk meminimalisir harmonisa yang terjadi sesuai standar dengan nilai IHD (Individual Harmonic Distortion) masing-masing fasa tidak lebih 4 % dan nilai THD (Total Harmonic Distortion) tidak lebih 5 %. Filter yang dirancang adalah Single passive tuned filter. Berdasarkan hasil pengukuran harmonisa transformator nilai IHD dan THD yang melebihi standar hanya terdapat pada satu orde yaitu orde ketiga. Kemampuan Single Tuned Passive Filter dalam mereduksi harmonisa dijadikan sebagai acuan untuk mengetahui bagaimana pengaruh pemasangan filter tersebut terhadap faktor-k, derating serta seberapa besar losses yang terjadi pada transformator.

Penerbit: Al-Mujtahadah Press
Jl. Handayani Gg. Ros No. 52 Kel. Maharatu
Kec. Marpoyan Damai Pekanbaru-Riau
Website: al-mujtahadahpress.blogspot.com
E-mail: almujuhadahprss@gmail.com
Hp: 081268984647, 081378712088



Zulfatri Aini
Aqil Mar'i

Desain Single Passive Tuned Filter Terhadap Marmonisa Pada Transformator Distribusi



Buku Referensi



Desain *Single Passive Tuned Filter* Terhadap Harmonisa Pada Transformator Distribusi

Zulfatri Aini
Aqil Mar'i



DESAIN SINGEL TUNED FILTER TERHADAP HARMONISA PADA TRANSFORMATOR DISTRIBUSI

Zulfatri Aini
Aqil Mar'i



DESAIN SINGEL TUNED FILTER TERHADAP HARMONISA PADA TRANSFORMATOR DISTRIBUSI

Penulis :

Zulfatri Aini

Aqil Mar'i

Lay Out : Eko

Desain Cover: Al-Mujtahadah Press

Percetakan : GNR Grafika

Penerbit :

Al-Mujtahadah Press

Jl. Handayani Gg. Ros No. 52 Kel. Maharatu Kec. Marpoyan Damai

Pekanbaru-Riau Email: almujtahadahprss@gmail.com

Hp. 081268984647 Hp. 0813 78712088

Hak Cipta dilindungi Undang-undang. Dilarang memperbanyak sebagian atau keseluruhan isi buku ini dalam bentuk apapun tanpa izin penerbit.

Cetakan :

Pertama, Maret 2021

© Al-Mujtahadah Press, 2021

ISBN 978-602-5682-22-3

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis sampaikan kehadiran Allah Subhana Wa Ta'ala, atas segala limpahan rahmat dan hidayah-Nya penulis dapat menyelesaikan penyusunan buku dengan judul ***“Desain Single Passive Tuned Filter Terhadap Harmonisa Pada Transformator Distribusi”***. Sholawat beriring salam penulis haturkan kepada junjungan alam Nabi Muhammad Salallahu Alaihi Wassallam yang telah membawa perubahan sampai seperti saat ini.

Buku Referensi ini merupakan salah satu hasil karya penelitian yang dijadikan buku, yang nantinya dapat dijadikan sebagai rujukan untuk penelitian terkait. Penulis menyadari bahwa buku referensi ini masih jauh dari kesempurnaan, sehingga membutuhkan saran dan masukan yang bersifat membangun untuk perbaikan buku ini atau revisi berikutnya.

Penulisan buku ini tidak terlepas dari banyak bantuan berbagai pihak, maka dari itu ijinakan penulis mengucapkan terimakasih dan penghargaan yang setingg-tingginya kepada pihak yang telah membantu.

Akhirnya, semoga bantuan yang telah diberikan hendaknya mendapat pahala dari Allah Subhana Wa Ta'ala. Penulisa berharap semoga buku ini bermanfaat

dalam upaya peningkatan kualitas penelitian. Semoga Allah selalu meridhai segala usaha kita. Aamiin Ya Rabbal 'Alamiin

Pekanbaru, Maret 2021
Penulis

Zulfatri Aini

DAFTAR ISI

	Halaman
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR RUMUS	xii
DAFTAR NOTASI.....	xiv
DAFTAR SINGKATAN.....	xv
DAFTAR LAMPIRAN	xvi
 BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah	6
1.3 Tujuan Penelitian	7
1.4 Batasan Masalah	7
1.5 Manfaat Penelitian.....	8
 BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Penelitian Terkait.....	9
2.2 Harmonisa	12
2.2.1 Defenisi Harmonisa.....	12
2.2.2 Jenis-jenis Harmonisa	15
2.2.3 Sumber-sumber Harmonisa..	17
2.3 Parameter-parameter harmonisa....	19
2.3.1 <i>Individual Harmonic Distortion</i> (IHD)	19
2.3.2 <i>Total Harmonic Distortion</i> (THD)	20
2.4 <i>Root Mean Square (RMS)</i>	21

2.5	Standar Harmonisa Arus dan Tegangan.....	21
2.6	Harmonisa Pada Transformator Distribusi	25
2.6.1	Faktor-k	25
2.6.2	<i>Derating</i> Transformator	27
2.6.3	<i>Losses</i> Transformator	27
2.7	Filter Harmonisa	31
2.7.1	Filter Aktif	31
2.7.2	Filter Pasif	31
2.7.3	Karakteristik Single Tuned Passive Filter	35
2.7.4	Batas Komponen Single Tuned Passive Filter.....	36
2.8	Desain <i>Single Tuned Passive Filter</i> ...	38
2.8.1	Analisa Unjuk Kerja Filter	40
2.8.2	Menghitung Pengurangan Harmonisa	43
2.9	Menghitung losses penyerapan daya Filter	45

BAB III METODE PENELITIAN

3.1	Jenis Penelitian	47
3.2	Data Yang Dibutuhkan	47
3.3	Tahapan Penelitian	48
3.4	Studi Literatur	48
3.5	Objek Penelitian	50
3.6	Pengolahan Data	51
3.6.1	Pengukuran	51
3.6.2	Menentukan Batasan Distorsi Harmonisa	53
3.6.3	Perhitungan Faktor-k.....	53
3.6.4	Perhitungan <i>Derating</i>	53

3.6.5 Perhitungan <i>losses</i>	54
3.7 Perancangan Single Tuned Passive Filter	54
3.8 Analisa Unjuk Kerja Filter	55
3.9 Menghitung pengurangan arus harmonisa	56
3.10 Menghitung IHD, THD faktor-k, derating dan losses	57
3.11 Analisis dan Hasil	58

BAB IV HASIL DAN ANALISIS

4.1 Menentukan batas maksimum distorsi arus harmonisa.....	59
4.2 Hasil Pengukuran Arus Harmonisa	61
4.3 Faktor-k dan derating masing-masing fasa transformator.....	64
4.4 Nilai Losses Transformator.	67
4.4.1 Nilai losses pada fasa R transformator	68
4.4.2 Nilai losses pada fasa S transformator	68
4.4.3 Nilai losses pada fasa T transformator	69
4.5 Perancangan Filter Harmonisa.	70
4.5.1 Perancangan Filter Untuk Fasa R Transformator.....	71
4.5.2 Perancangan Filter Untuk Fasa S Transformator	74
4.5.3 Perancangan Filter Untuk Fasa T Transformator	76
4.6 Analisa Unjuk Kerja dan Batasan Filter.	79

4.7 Menghitung Nilai Arus Harmonisa Setelah Pemasnagan Filter	83
4.7.1 NilaiArus Harmonisa fasa R setelah pemasangan filter	84
4.7.2 NilaiArus Harmonisa fasa S setelah pemasangan filter	86
4.7.3 NilaiArus Harmonisa fasa T setelah pemasangan filter	87
4.8 Menghitung nilai IHD dan THD Setelah Pemasangan filter.....	89
4.8.1 Nilai IHD dan THD fasa R Setelah Pemasangan filter	89
4.8.2 Nilai IHD dan THD fasa R Setelah Pemasangan filter	91
4.8.3 Nilai IHD dan THD fasa R Setelah Pemasangan filter	93
4.9 Faktor-k setelah pemasangan filter.	95
4.10 Derating Setelah Pemasangan Filter.....	96
4.11 Losses Transformator Setelah Pemasangan Filter	97
4.11.1 Nilai Losses Akibat Penyerapan Daya Filter.....	97
4.11.2 Nilai Losses Fasa R setelah pemasangan filter ...	101
4.11.3 Nilai Losses Fasa S Setelah pemasangan filter	102
4.11.4 . Nilai Losses Fasa T setelah pemasangan filter	102
4.12 Analisa IHD dan THD Setelah	

Pemasangan Filter	104
4.13 Analisa Faktor-k dan Derating setelah pemasangan filter	105
4.14 Analisa Penghematan energi setelah pemasangan filter.	107
4.15 Rekomendasi.....	108
 BAB V PENUTUP	
5.1 Kesimpulan.....	111
5.2 Saran	112
 DAFTAR PUSTAKA.....	113
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
2.1. Gelombang fundamental dengan gelombang harmonisan	13
2.2. Gelombang fundamental dengan gelombang harmonisan	14
2.3. Konfigurasi filter pasif	33
2.4. (a) Rangkaian <i>single tuned passive filter</i> , (b) Kurva impedansi terhadap frekuensi	35
3.1. Tahapan Penelitian.....	49
3.2. Transformator distribusi 3 phasa UIN Suska Riau.....	50
3.3. Data Taker	52
3.4. Diagram Pengukuran	52
4.1. Harmonisa Setelah Pemasangan Filter.....	97

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
2.1. Tabel Polaritas Komponen Harmonik	16
2.2. Akibat Polaritas Komponen Harmonik	17
2.3. Standar Batas Maksimum Distorsi Arus Harmonisa.....	22
2.4. Standar Batas Maksimum Distorsi Tegangan Harmonisa.....	24
2.5. Nilai dari P_{EC-R}	29
2.6. <i>Losses</i> Tanpa Beban Transformator.....	30
2.7. Perbandingan Batasan Kerja Filter	42
4.1. Nilai Rasio I_{sc}/I_L phasa transformator.....	60
4.2. Harmonisa Arus Fasa R.....	62
4.3. Harmonisa Arus Fasa S.....	62
4.4. Harmonisa Arus Fasa T.....	63
4.5. Faktor-k dan <i>derating</i> pada phasa R	63
4.6. Faktor-k dan <i>derating</i> pada phasa S.....	65
4.7. Faktor-k dan <i>derating</i> pada phasa T.....	66
4.8. Spesifikasi Filter Harmonisa	79
4.9. Total Kerja Filter.....	82
4.10. Spesifikasi Filter Harmonisa	82
4.11. Faktor-k dan <i>derating</i> pada phasa R setelah pemasangan filter.....	95
4.12. Faktor-k dan <i>derating</i> pada phasa S setelah pemasangan filter.....	95
4.13. Faktor-k dan <i>derating</i> pada phasa T setelah pemasangan filter.....	96
4.14. Harmonisa Setelah Pemasangan Filter	104
4.15. Faktor-k dan <i>Derating</i> Transformator.....	105
4.16. Penghematan Energi Setelah Pemasangan Filter	108

DAFTAR RUMUS

Tabel	Halaman
2.1. Orde Harmonisa.....	14
2.2. <i>Individual Harmonic Distortion Arus</i>	19
2.3. <i>Individual Harmonic Distortion Tegangan</i>	19
2.4. <i>Total Harmonic Distortion Arus</i>	20
2.5. <i>Total Harmonic Distortion Tegangan</i>	21
2.6. Tegangan RMS (<i>Root Mean Square</i>).....	21
2.7. Arus RMS (<i>Root Mean Square</i>).....	21
2.8. Arus Hubung Singkat.....	23
2.9. Arus Beban.....	23
2.10. Batas Maksimum Distrorsi Arus Harmonisa	24
2.11. Faktor-k.....	27
2.12. <i>Derating Factor</i>	27
2.13. <i>Losses Akibat Harminisa</i>	29
2.14. Daya Aktif	30
2.15. <i>Single tuned passive filter</i>	35
2.16. Frekuensi	36
2.17. Nilai Kompensasi Daya Reaktif	38
2.18. Reaktansi Kapasitif	38
2.19. Kapasitor	39
2.20. Reaktansi Induktif.....	39
2.21. Induktor	39
2.22. Resistor	40
2.23. Impedansi Fundamental	41
2.24. Arus Fundamental	41
2.25. Tegangan Kapasitor	41
2.26. Daya Rating Kapasitor	41
2.27. Arus Total Harmonisa Kapasitor.....	41
2.28. Tegangan Harmonisa Kapasitor	42
2.29. Arus RMS Total	42

2.30. Tegangan Punak.....	42
2.31. Tegangan RMS.....	42
2.32. Daya Reaktif Kapasitor Total	42
2.33. Impedansi Hubung Singkat Sistem	43
2.34. Reaktansi Hubung Singkat Sistem.....	43
2.35. Resistansi Hubung Singkat Sistem	43
2.36. Reaktansi Induktif pada Orde Harmonisa ...	44
2.37. Reaktansi Kapasitif pada Orde Harmonisa	44
2.38. Reaktansi Hubung Singkat pada Orde Harmonisa.....	44
2.39. Impedansi Hubung Singkat pada Orde Harmonisa.....	44
2.40. Arus Hubung Singkat.....	44
2.41. Arus pada orde ke-h	45
2.42. Daya yang Diserap Filter	45
2.43. Daya Reaktif.....	45
2.44. Daya Semu	45
2.45. Faktor Daya Filter	46
2.46. <i>Losses</i> Akibat Filter	46

DAFTAR NOTASI

I	: Arus
V	: Tegangan
P	: Daya aktif
Q	: Daya reaktif
S	: Daya semu
C	: Kapasitor
L	: Induktor
R	: Resistor
X	: Reaktansi
Z	: Impedansi
R_{hs}	: Resistansi hubung singkat
X_{hs}	: Reaktansi hubung singkat
Z_{hs}	: Impedansi hubung singkat
I_{fund}	: Arus fundamental
X_{fund}	: Reaktansi fundamental
Q_{fund}	: Daya rating kapasitor
h	: Orde ke-
φ	: Sudut fasa
P_{LL}	: <i>Losses</i> transformator akibat harmonisa

DAFTAR SINGKATAN

IEEE	:	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IHD	:	<i>Individual Harmonic Distortion</i>
PCC	:	<i>Point of Common Couplin</i>
pu	:	<i>per-unit</i>
SPLN	:	<i>Standar Perusahaan Listrik Negara</i>
TDD	:	<i>Total Harmonic Distortion</i>
THD	:	<i>Total Harmonic Distortion</i>

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran	Halaman
A Nilai Tegangan, Arus, Daya dan Faktor Daya Transformator.....	A-1
B Pengukuran Harmonisa Fasa R	B-1
C Nilai dan Perhitungan Harmonisa Arus Transformator.....	C-1

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Energi memiliki peranan yang penting bagi kehidupan manusia, salah satunya energi listrik. Energi listrik menjadi kebutuhan pokok bagi manusia dalam menjalankan aktivitas sehari-hari dan dibutuhkan oleh semua sektor, mulai dari industri, perkantoran, instansi pemerintahan serta rumah tangga. Kebutuhan manusia akan listrik terus meningkat seiring dengan berjalannya waktu dan pertumbuhan penduduk dari tahun ke tahun, oleh karena itu kualitas daya listrik harus diperhatikan dengan baik agar tidak merugikan konsumen.

Dalam kualitas daya listrik terdapat tiga aspek penting yaitu arus, tegangan dan frekuensi listrik. Kualitas daya listrik ini harus diperhatikan dengan baik dalam penyalurannya dari pembangkit, transmisi, distribusi hingga sampai ke konsumen. Segala penyimpangan yang terjadi pada ketiga aspek tersebut dapat memperburuk kualitas daya listrik. Buruknya kualitas daya listrik dapat menyebabkan kegagalan atau salah operasi pada peralatan, dalam hal ini peralatan dari PT. PLN (Perusahaan Listrik Negara) maupun konsumen [1].

PLN merupakan perusahaan yang menyediakan jasa listrik untuk konsumen selalu

berusaha menjaga kualitas daya listrik dengan baik, mulai dari pembangkit, transmisi distribusi hingga konsumen. Namun, masalah kualitas daya listrik itu sendiri berasal dari beban yang digunakan oleh konsumen itu sendiri dan menyebabkan PLN sulit untuk menjaga kualitas daya listrik.

Masalah kualitas daya listrik yang dipengaruhi oleh beban konsumen salah satunya disebabkan oleh penggunaan beban non linier. Beban non linier merupakan beban yang memiliki karakteristik dimana bentuk gelombang keluarannya tidak sebanding dengan tegangan dalam setiap setengah siklus sehingga bentuk gelombang arus maupun tegangan keluarannya tidak sama dengan gelombang masukannya atau mengalami distorsi [2].

Pada dasarnya energi listrik yang disalurkan ke beban mempunyai gelombang sinusoidal, namun dalam kenyataan terjadi perubahan bentuk gelombang yang disebabkan oleh penggunaan beban non linier. Beban non linier menyebabkan arus yang mengalir pada beban tersebut menjadi tidak sama dengan bentuk gelombang tegangannya yang sinusoidal. Dalam hal ini beban non linier itu merupakan peralatan-peralatan elektronika yang menggunakan komponen semikonduktor bekerja sebagai saklar, proses ini mengakibatkan terjadinya distorsi arus.

Akibat dari penggunaan beban non linier tersebut mengakibatkan timbulnya harmonisa pada

sistem tenaga listrik. Harmonisa ini merupakan gejala pembentukan gelombang dengan frekuensi tinggi yang merupakan perkalian dari *integer* dengan frekuensi *fundamental*. Harmonisa tersebut menyebabkan terjadinya penyimpangan terhadap frekuensi arus atau tegangan yang merupakan aspek penting dalam kualitas daya listrik. Harmonisa menyebabkan frekuensi arus dan tegangan menjadi tidak *sinusoidal* murni dan membuat frekuensi yang terbentuk adalah perkalian orde ke-n dari harmonisa dengan frekuensi *fundamental* dari sistem serta frekuensi yang terbentuk menumpang pada frekuensi *fundamental* nya. Salah satu akibat harmonisa ini adalah timbulnya panas pada peralatan penyuplai listrik [3].

Transformator distribusi merupakan salah satu peralatan yang merasakan dampak harmonisa. Transformator distribusi merupakan peralatan sistem tenaga listrik yang memiliki fungsi menurunkan tegangan 20 kV menjadi tegangan 380/220 V agar dapat digunakan oleh beban. Transformator distribusi ini langsung berhubungan dengan beban, terutama beban non linier yang digunakan konsumen, hal tersebut yang menyebabkan transformator distribusi merasakan langsung dampak dari harmonisa. Harmonisa pada transformator distribusi akan menghasilkan nilai faktor-k yang merupakan bobot dari arus beban harmonik yang dipengaruhi oleh frekuensi,

terjadinya *derating* pada transformator distribusi serta meningkatkan rugi-rugi daya (*losses*)[3].

Universitas Islam Negeri Sultan Syarif Kasim Riau merupakan salah satu kampus terbesar yang ada di Riau yang dimana segala aktifitas yang ada didalamnya baik dalam kegiatan belajar, pelayanan akademik maupun non akademik menggunakan peralatan-peralatan listrik terutama beban non linier. Beban non linier tersebut diantaranya komputer, AC (*Air Conditioning*), printer, infokus, lampu *fluorescent* dan peralatan lainnya. Dalam penyaluran energi listriknya UIN Suska di suplai oleh dua transformator tiga phasa, dimana pada transformator yang pertama berkapasitas 1000 kVA dan yang kedua berkapasitas 500 kVA. Kedua transformator ini merupakan jenis trafo permanen atau menyatu dengan bangunan. Pada siang hari trafo berkapasitas 1000 kVA beban didominasi oleh bangunan dengan kapasitas yang cukup besar diantaranya gedung rektorat, fakultas sains teknologi dan fakultas pertanian peternakan sedangkan pada malam hari beban cukup besar didominasi oleh asrama putra dan putri serta untuk penerangan. Sedangkan trafo berkapasitas 500 kVA menyuplai beberapa beban yang tidak mampu disuplai oleh trafo 1000 kVA, menurut teknisi UIN Suska Pak Indra hal ini disebabkan kemampuan penampang kabel pada transformator distribusi 1000 kVA tidak mampu menyuplai banyaknya beban.

Pengukuran terhadap harmonisa yang terjadi pada transformator distribusi di UIN Suska Riau perlu dilakukan karena penggunaan beban non linier yang disuplai oleh transformator distribusi, baik yang terjadi pada siang hari maupun malam hari. Berdasarkan pengukuran terhadap harmonisa pada transformator 1000 kVA ada di UIN Suska. didapatkan nilai harmonisa melebihi *IEEE Standard 519-1992*[9]. Dimana nilai IHD (*Individual Harmonic Distortion*) masing-masing fasa melebihi 4 % dan nilai THD (*Total Harmonic Distortion*) melebihi 5 %. Oleh karna itu perlu dilakukan tindakan untuk mereduksi nilai harmonisa yang terjadi.

Salah satu cara yang banyak dilakukan untuk mereduksi nilai harmonisa yang melebihi standar adalah dengan pemasangan filter harmonisa, namun apabila nilai harmonisa masih sesuai dengan standar yang ditetapkan, pemasangan filter tetap bisa dilakukan sebagai tindakan *preventif* dan meningkatkan kinerja transformator distribusi itu sendiri. Tindakan *preventif* ini dilakukan, mengingat bahwa beban yang disuplai dimasa yang akan datang terus bertambah yang menyebabkan nilai harmonisa semakin besar dan untuk meningkatkan performansi dari trafo distribusi.

Secara umum jenis filter yang ada untuk mereduksi nilai harmonisa ini ada dua yaitu filter aktif dan filter pasif. Filter aktif terdiri dari komponen aktif seperti Op-Amp dan transistor, sedangkan filter pasif terdiri dari komponen pasif

seperti resistor, kapasitor dan induktor. Kelebihan dari filter pasif ini yaitu murah dari segi peralatan dibandingkan filter aktif, mampu memperbaiki kualitas daya dengan mengkompensasi daya reaktif. Salah satu jenis filter pasif ini adalah *single tuned passive filter*, dimana filter ini hanya akan mereduksi nilai harmonisa pada satu orde atau frekuensi kerjanya [3].

Pada penelitian ini penulis memilih transformator 1000 kVA untuk diteliti karena memiliki kapasitas beban yang besar. *Single passive tuned filter* dipilih sebagai filter yang akan dirancang untuk meminimalisir harmonisa karena berdasarkan hasil pengukuran harmonisa transformator nilai yang melebihi standar hanya terdapat pada satu orde yaitu orde ketiga. Kemampuan *Single Tuned Passive Filter* dalam mereduksi harmonisa dijadikan sebagai acuan untuk mengetahui bagaimana pengaruh pemasangan filter tersebut terhadap faktor-k, *derating* serta seberapa besar *losses* yang terjadi pada transformator.

1.2. Rumusan Masalah

Rumusan masalah dari penelitian ini adalah bagaimana nilai *Individual Harmonic Distortion* (IHD) dan *Total Harmonic Distortion* (THD) pada transformator, bagaimana nilai rating komponen filter yang sesuai dalam perancangan *single tuned passive filter* untuk mereduksi nilai harmonisa serta

bagaimana pengaruh pemasangan *single passive tuned filter* terhadap faktor-k, *derating* dan *losses* yang terjadi pada transformator distribusi.

1.3. Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mengetahui besarnya *Individual Harmonic Distortion* (IHD) dan *Total Harmonic Distortion* (THD) pada transformator distribusi 1000 kVA.
2. Menghasilkan rancangan *single tuned passive filter* dalam mereduksi harmonisa pada transformator distribusi.
3. Mengetahui nilai faktor-k, *derating* dan *losses* pada transformator distribusi sebelum dan sesudah pemasangan *single tuned passive filter*.

1.4. Batasan Masalah

Dalam penelitian ini diberikan batasan masalah agar pelaksanaan dan hasil yang akan diperoleh sesuai dengan tujuan pelaksanaan. Adapun batasan masalahnya adalah:

1. Standar yang digunakan untuk perbandingan *Total Harmonic Distortion* (THD) adalah *IEEE Standard 519-1992*.
2. Tidak membahas jenis-jenis beban non linier pada transformator distribusi

3. Tidak menghitung biaya komponen untuk merancang filter pasif *single passive tuned filter*.
4. Tidak membahas harmonisa tegangan.

1.5. Manfaat Penelitian

Hasil penelitian ini diharapkan dapat:

1. Sebagai data rujukan kepada teknisi di UIN Suska tentang harmonisa yang terjadi pada transformator distribusi di UIN Suska Riau.
2. Sebagai rekomendasi kepada teknisi dalam pengaplikasian *single tuned passive filter* untuk mengurangi pengaruh harmonisa terhadap faktor-k, *derating* dan *losses* yang terjadi pada transformator distribusi UIN Suska Riau.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Penelitian terkait

Referensi yang terkait dengan Perancangan *Single Passive Tuned Filter* Terhadap Harmonisa Pada Transformator Distribusi di UIN Suska Riau dapat dilihat dari penelitian terdahulu seperti:

Analisa pengaruh *single tuned passive filter* terhadap besarnya harmonisa dan *losses* pada transformator distribusi Fakultas Teknik Universitas Riau. Pada penelitian ini dilakukan pengukuran pada dua transformator distribusi untuk mendapatkan nilai THD pada masing-masing fasanya dan didapatkan nilainya melebihi standar SPLN D5.004-1 : 2012. Dari harmonisa tersebut diperoleh *losses* transformator akibat arus harmonisa pada masing-masing fasanya. Peneliti melakukan perancangan *single tuned passive filter* berdasarkan karakteristik arus, tegangan, daya dan faktor daya pada transformator yang memiliki THD diatas standar. Setelah dilakukan pemasangan filter didapatkan nilai THD pada transformator 1 fasa T dari yang sebelumnya 5,58 % menjadi 3,55 %, fasa S dari yang sebelumnya 5,48 % menjadi 3,88 % dan fasa T dari yang sebelumnya 6,10 % menjadi 3,43 % untuk transformator 2. Sedangkan untuk *losses*, filter tersebut mampu mereduksinya menjadi 0,73 kW untuk fasa T transformator 1 serta 1,02 kW dan 0,92 kW untuk fasa S dan T transformator 2 [4].

Analisa pengaruh harmonisa terhadap faktor-k pada transformator di Fakultas Teknik Universitas Andalas. Pada penelitian ini dilakukan perhitungan nilai faktor-k pada transformator distribusi di fakultas teknik universitas andalas. Dari hasil penelitian didapatkan nilai THD arus pada fasa R dan S sudah sesuai dengan standar sedangkan fasa T melebihi standar. Pada THD teganganya sudah sesuai dengan standar. Untuk nilai faktor-k pada transformator yang didapatkan adalah fasa R sebesar 1.1653, fasa S sebesar 1.1623 dan fasa T sebesar 1.179 dan *derating* yang terjadi pada transformator pada fasa R sebesar 2,2 % fasa S sebesar 2,1 % serta fasa T sebesar 2,3 % [5].

Analisis pengaruh harmonisa terhadap faktor-k pada transformator. Pada penelitian ini dilakukan perhitungan nilai faktor-k pada 3 transformator distribusi yang ada di PT. PLN (Persero) Cabang Medan, rayon Medan Kota dan pengaruhnya terhadap penurunan kapasitas ketiga transformator tersebut yang diakibatkan oleh harmonisa. Dari hasil penelitian didapatkan nilai THD arus ketiga transformator tersebut melebihi standard yang ditetapkan IEEE std 519 sedangkan nilai THD tegangan ketiga transformator tidak melebihi standar yaitu masih dibawah 5 %. Nilai faktor-k terbesar yang dihasilkan arus harmonisa terjadi pada transformator MK609 yaitu pada fasa R

sebesar 27,918, pada fasa S sebesar 36,416 dan pada fasa T sebesar 19,933 [6].

Perancangan filter pasif *single tuned filter* untuk mereduksi harmonisa pada beban non linier. Penelitian ini bertujuan untuk mereduksi harmonisa pada beban non linier ini adalah dengan menempatkan rancangan *single tuned passive filter* pada diantara sumber dengan 5 jenis beban non linier yang terpasang. Beban-beban tersebut terdiri dari lampu hemat energi, lampu *fluorescent*, kulkas, televisi, dan motor pompa. Dari hasil penelitian tersebut terjadi penurunan nilai THD (*Total Harmonic Distortion*) arus dari 17.8 % sebelum dilakukan pemasangan menjadi 10,2 % setelah dipasang filter. Dan untuk nilai THD teganganya berkurang dari 3,8 % menjadi 2,5 % [7].

Analisa perancangan filter pasif untuk meredam harmonik pada instalasi beban non linier. Penelitian ini melakukan perancangan filter pasif untuk meredam harmonisa yang terjadi dimana penulis melakukan simulasi menggunakan matlab. Dari hasil pengukuran didapatkan nilai THD tegangannya adalah 9,41 % dan THD arus 15,05 %. Setelah dilakukan pemasangan filter nilai THD tegangannya turun menjadi 6,61 % dan THD arusnya menjadi 10,40 % serta meningkatkan nilai faktor dayanya dari 0,971 menjadi 0,992 [8].

Berdasarkan penelitian sebelumnya dapat disimpulkan penggunaan beban non linier dapat menyebabkan terjadinya harmonisa dan

berdampak pada nilai faktor-k, *derating* serta *losses* pada transformator. Pada penelitian sebelumnya hanya membahas mengenai pengaruh harmonisa terhadap nilai faktor-k dan *derating* pada transformator tanpa melakukan perancangan filter. Oleh karna itu dalam penelitian ini selain menghitung nilai faktor-k, *derating* dan *losses* pada transformator, penulis juga melakukan perancangan dan menentukan rating *single passive tuned filter* dalam mereduksi nilai dari harmonisa. Serta mengetahui pengaruh sebelum dan sesudah pemasangan filter terhadap faktor-k, *derating* dan *losses* pada transformator distribusi di UIN Suska Riau.

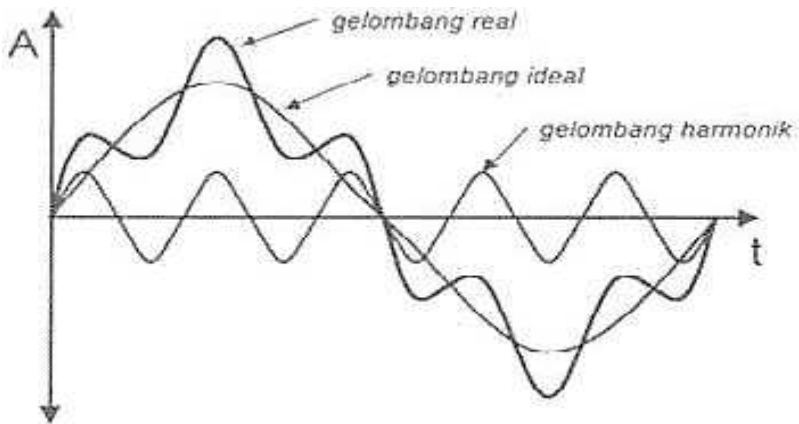
2.2. Harmonisa

2.2.1. Definisi harmonisa

Harmonisa merupakan suatu gangguan yang terjadi pada sistem tenaga listrik yang diakibatkan oleh distorsi gelombang arus dan tegangan, distorsi arus dan tegangan ini menyebabkan gelombang arus dan tegangan menjadi tidak sinusoidal. Distorsi gelombang ini disebabkan oleh gelombang berfrekuensi tinggi yang merupakan kelipatan dari frekuensi fundamentalnya, sehingga bentuk gelombang arus maupun tegangan yang idealnya adalah sinusoidal murni akan cacat akibat distorsi harmonisa yang terjadi [3].

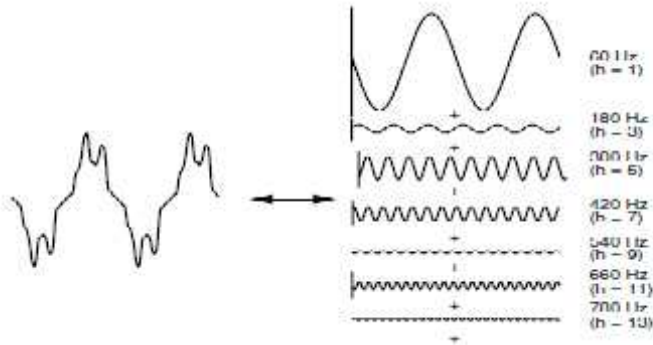
Indonesia sendiri dalam pengoperasian sistem tenaga listriknya menggunakan frekuensi 50 Hz. Akan tetapi dalam pengaplikasiannya terdapat

beberapa beban yang menyebabkan terbentuknya gelombang arus dan tegangan yang frekuensinya merupakan kelipatan dari frekuensi *fundamental* nya. Apabila 50 Hz merupakan frekuensi fundamental maka kelipatan dari frekuensi fundamental berturut-turut adalah 100 Hz, 150 Hz, 200 Hz dan seterusnya.



Gambar 2.1 Gelombang fundamental dengan gelombang harmonisnya [2].

Gelombang tersebut kemudian menumpang pada gelombang normal sehingga mengakibatkan gelombang yang terbentuk menjadi tidak sinusoidal, frekuensi bentuk gelombang yang terjadi merupakan penjumlahan dari gelombang fundamental dengan gelombang harmonisa yang terjadi.



Gambar 2.2. Kelipatan frekuensi *fundamental* [3]

Pada Gambar 2.2 menunjukkan pada saat gelombang fundamental membentuk satu gelombang penuh, pada orde ketiga membentuk tiga gelombang penuh, begitupun untuk orde kelima pada saat gelombang fundamental membentuk satu gelombang penuh pada orde kelima membentuk lima gelombang penuh dan begitu seterusnya untuk orde selanjutnya [3].

Gelombang yang merupakan harmonisa adalah gelombang dari orde ke-2 sampai order ke- h . Sedangkan orde pertama atau frekuensi dasar (50 Hz) bukan merupakan harmonisa. Rasio dari frekuensi harmonisa ke- n dengan frekuensi fundamental disebut juga dengan urutan atau orde harmonisa, yang dinyatakan pada persamaan berikut [3]:

$$h = \frac{f_h}{f} \quad (2.1)$$

dengan :

h = orde harmonisa

f_h = frekuensi harmonisa ke- n

f = frekuensi dasar (50 Hz)

2.2.2. Jenis-jenis harmonisa

Berdasarkan dari urutan atau ordenya, harmonisa dapat dibedakan menjadi harmonisa ganjil dan harmonisa genap. Sesuai dengan namanya harmonisa ganjil adalah harmonisa ke 1, 3, 5, 7, 9, dan seterusnya. Sedangkan harmonisa genap merupakan harmonisa ke 2, 4, 6, 8 dan seterusnya. Namun harmonisa pertama tidak dapat dikatakan sebagai harmonisa ganjil, karena merupakan komponen frekuensi fundamental dari gelombang periodik. Sedangkan harmonisa 0 (nol) mewakili konstanta atau komponen DC dari gelombang [3].

Pada suatu sistem tenaga listrik tiga phasa yang seimbang diasumsikan mempunyai urutan phasa R,S,T (a,b,c), dimana besar arus dan tegangan pada setiap phasa selalu sama dan berbeda sudut 120° listrik satu sama lain. Sehingga berdasarkan urutan phasanya, harmonisa dapat dibagi menjadi 3 bagian yaitu:

1. Harmonisa urutan Positif

Harmonisa urutan positif ini mempunyai urutan phasa yang sama seperti fasor aslinya yang terdiri dari tiga fasor yang sama besarnya dan

saling berbeda fasa 120^0 (R,S,T atau a,b,c). Dimana harmonisa positif ini terdiri dari harmonisa ke-1, ke-4, ke-7, ke-10, dan seterusnya.

2. Harmonisa urutan Negatif

Harmonisa urutan negatif memiliki urutan fasa yang berlawanan dengan fasor aslinya yang terdiri dari tiga fasor yang sama besarnya dan saling berbeda fasa 120^0 (R,T,S atau a,c,b). Dimana harmonisa negatif ini terdiri dari harmonisa ke-2, ke-5, ke-8, dan seterusnya.

3. Harmonisa urutan Kosong/Nol (*zero sequence*)

Harmonisa urutan Nol ini memiliki fasor yang sama besarnya dan sefasa satu sama lain (beda fasa satu sama lain 0^0), harmonisa ini juga biasa disebut *triplen harmonics*. Harmonisa urutan nol terdiri dari harmonisa ke-3, ke-6, ke-9, dan seterusnya.

Dari jenis-jenis harmonisa berdasarkan urutan fasa diatas meka dapat disimpulkan dalam tabel 2.1.

Tabel 2.1. Tabel Polaritas Komponen Harmonik [14]

Harmonik	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Frekuensi (Hz)	50	100	150	200	250	300	350	400	450
Urutan	+	-	0	+	-	0	+	-	0

Tabel 2.2. Akibat Polaritas Komponen Harmonik [14]

Urutan	Pengaruh Pada Sistem Distribusi
Positif	Panas
Negatif	Panas
Nol	Panas dan menimbulkan arus pada kawat netral

2.2.3 Sumber-sumber Harmonisa [14]

Harmonisa yang terjadi diakibatkan oleh beban-beban yang terhubung ke sistem distribusi. Beban-beban pada sistem tenaga listrik dikelompokkan menjadi dua bagian yaitu beban linier dan beban non-linier yang akan dijelaskan sebagai berikut:

1. Beban Linear

Beban linear adalah beban yang memberikan bentuk gelombang keluaran yang linear, artinya arus yang mengalir sebanding dengan impedansi dan perubahan tegangan. Pada beban yang linear, bentuk gelombang arus akan mengikuti bentuk gelombang tegangannya. Kalau bentuk gelombang tegangan sumbernya sinusoidal, maka gelombang arus yang mengalir juga akan sinusoidal.

2. Beban Non Linear

Beban non linear adalah bentuk gelombang keluarannya tidak sebanding dengan tegangan

dalam setengah siklus sehingga bentuk gelombang arus maupun tegangan keluarannya tidak sama dengan gelombang masukannya (mengalami distorsi).

Dari dua macam beban diatas, yang paling mampu menjadi sumber harmonisa adalah beban non linear. Hal ini disebabkan karena adanya komponen semikonduktor yang mana dalam proses kerjanya berlaku sebagai saklar yang bekerja pada setiap siklus gelombang dari sumber tegangan. Selain itu harmonisa dapat juga ditimbulkan oleh peralatan penyearah khususnya peralatan yang menggunakan penyearah dioda dan *thyristor*. Dalam pemakaian konverter sebagai sumber daya listrik dapat membawa suatu kerugian pada jaringan listrik yang merusak bentuk gelombang tegangan dan arus bolak-balik sehingga tidak merupakan gelombang sinus murni.

Peralatan-Peralatan yang dapat menjadi sumber harmonisa:

- a. Peralatan industri seperti: Mesin Las, UPS (*Uninterruptible Power Suplies*), Kontrol Kecepatan Kotor dan sebagainya.
- b. Perlengkapan kantor seperti: Komputer, Mesin Fotocopy, Mesin Fax, *Air Conditioning Load*, *Elevator, Drive* dan sebagainya.
- c. Perlengkapan rumah tangga seperti: Televisi, *Microwave*, Lampu dan sebagainya.

Adapun dampak yang ditimbulkan dari harmonisa tersebut diantaranya:

- a. Panas yang berlebihan yang merusak isolasi.
- b. Malfungsi kerja peralatan tenaga, sistem kontrol, dan alat ukur energi.
- c. Penurunan daya mampu (*derating*) trafo.
- d. Menurunkan faktor daya.
- e. Meningkatkan susut jaringan.

2.3. Parameter-parameter harmonisa

Dalam menganalisa harmonik terdapat beberapa parameter penting untuk menggambarkan efek dari harmonik pada komponen sistem tenaga, yaitu *Individual Harmonic Distortion* (IHD) dan *Total Harmonic Distortion* (THD).

2.3.1. *Individual Harmonic Distortion* (IHD)[3]

IHD (*Individual Harmonic Distortion*) merupakan perbandingan antara nilai arus atau tegangan harmonik orde ke- h terhadap nilai arus atau tegangan *fundamental*. Nilai IHD untuk harmonik arus dan tegangan pada orde ke- h didefinisikan sebagai berikut:

$$IHD_i = \sqrt{\frac{I_{sh}^2}{I_1^2}} \times 100\%, \quad (2.2)$$

dan

$$IHD_v = \sqrt{\frac{V_{sh}^2}{V_1^2}} \times 100\% \quad (2.3)$$

dengan:

- IHD_i = distorsi harmonisa individu arus (%),
- I_{sh} = arus harmonisa pada orde ke-*h* (A),
- V_{sh} = tegangan harmonisa pada orde ke-*h* (V),
- I₁ = arus fundamental (A),
- V₁ = tegangan fundamental (A)

2.3.2. Total Harmonic Distortion (THD)[3]

Total Harmonic Distortion (THD) merupakan nilai total persentase arus atau tegangan, ini merupakan perbandingan nilai arus atau tegangan komponen harmonisa terhadap nilai arus dan tegangan pada frekuensi *fundamental*. Besaran THD digunakan untuk mengukur besarnya penyimpangan dari bentuk gelombang periodik yang mengandung harmonisa dari gelombang *sinusoidal* idealnya, berikut rumus untuk THD tegangan dan arus. THD untuk gelombang arus adalah:

$$THDi = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2}}{I_1} \times 100\% \quad (2.4)$$

dengan:

- THDi = *Total Harmonic Distortion* (%),
- I_h = nilai arus atau arus harmonik ke-*h* (A),
- I₁ = nilai arus atau arus pada frekuensi dasar (A).

THD untuk gelombang tegangan adalah:

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \times 100\% \quad (2.5)$$

dengan:

THD_v = Total Harmonic Distortion (%),

V_h = nilai tegangan harmonik ke- h (V),

V_1 = nilai tegangan pada frekuensi dasar (V).

2.4. Root Means Square (RMS)[3]

Nilai Root Means Square merupakan nilai akar kuadrat rata-rata dari fungsi berkala pada suatu periode yang terdapat amplitudo. Untuk menghitung arus rms (I_{rms}) dan tegangan rms (V_{rms}) dengan persamaan berikut[3]:

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} V_h^2} \quad (2.6)$$

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} I_h^2} \quad (2.7)$$

dengan :

V_{rms} = Tegangan rms

I_{rms} = Arus rms

2.5. Standar Harmonisa Arus dan Tegangan

Batas distorsi arus harmonisa dan batas maksimum distorsi tegangan merupakan kriteria

yang digunakan untuk mengetahui distorsi harmonisa pada suatu sistem atau peralatan listrik apakah masih dalam batas yang ditentukan atau melebihi standar yang telah ditentukan.

Berikut batas maksimum untuk distorsi arus harmonisa dan distorsi tegangan harmonisa berdasarkan *IEEE Standard 519-1992* [9].

Tabel 2.3. Standar Batas Maksimum Distorsi Arus Harmonisa

Batasan Distorsi Harmonisa Arus						
$V_n \leq 66 \text{ Kv}$						
I_x/I_L	Distorsi Harmonisa Arus Maksimum dalam persen I_L					Total Harmonic Distortion (THD)
	Orde Harmonisa Individu "h" Harmonisa Ganjil					
	$h < 11$	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h \leq 25$	$35 \leq h$	
< 20	4,0 %	2,0 %	1,5 %	0,6 %	0,3 %	5,0 %
20 – 50	7,0 %	3,5 %	2,5 %	1,0 %	0,5 %	8,0 %
50-100	10,0 %	4,5 %	4,0 %	1,5 %	0,7 %	12,0 %
100 – 1000	12,0 %	5,5 %	5,0 %	2,0 %	1,0 %	15,0 %
> 1000	15,0 %	7,0 %	6,0 %	2,5 %	1,4 %	20,0 %
$66 \text{ kV} < V_n < 150 \text{ kV}$						
I_x/I_L	Orde Harmonisa Individu "h" Harmonisa Ganjil					THD
	$h < 11$	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h \leq 25$	$35 \leq h$	
< 20	2,0 %	1,0 %	0,75	0,3 %	0,15	2,5 %

Catatan :

- a. Batas maksimum distorsi harmonisa-arusa genap adalah 25% dari nilai pada tabel di atas.
- b. Angka dalam berlaku untuk bilangan harmonisa (h) kelipatan dari frekuensi 50 Hz.

Untuk menghitung nilai hubung singkat tiga fasa pada PCC (*Point of Common Coupling*) dapat ditentukan dengan persamaan berikut [3]:

$$I_{sc} = \frac{1000 \times MVA}{\sqrt{3} kV} (A) \quad (2.8)$$

Dimana MVA dan kV mewakili kapasitas hubung singkat tiga fasa dalam megavoltampere dan tegangan *line-to-line* di PCC. I_{sc} merupakan arus hubung singkat yang ada pada PCC.

I_L merupakan arus beban nominal. Terdapat dua cara untuk mengukur I_L , pertama yaitu pada beban yang telah terpasang pada sistem lalu dihitung nilai rata-rata dari arus beban maksimum dari 12 bulan sebelumnya. Sedangkan untuk sistem yang baru, I_L harus diperkirakan berdasarkan profil beban yang akan dipasang. Nilai I_L dapat ditentukan dengan persamaan berikut [3]:

$$I_L = \frac{KW}{PF \sqrt{3} kV} (A) \quad (2.9)$$

dengan :

kW = permintaan rata-rata daya (masing-masing fasa)

PF = *power factor*,

kV = tegangan *line to line* di PCC

Menentukan batasan maksimum distorsi arus harmonisa digunakan persamaan [3]:

$$\frac{I_{sc}}{I_L} \quad (2.10)$$

dengan:

I_{sc} = Arus hubung singkat

I_L = Arus beban nominal

Sedangkan untuk standar harmonisa tegangan ditentukan oleh tegangan sistem seperti pada tabel berikut:

Tabel 2.4. Standar Batas Maksimum Distorsi Tegangan Harmonisa [9]

Tegangan Pada Titik Sambung (Vn)	Distorsi Harmonisa Tegangan Individu (%)	Distorsi Harmonisa Tegangan Total - THD _{vn} (%)
Vn ≤ 66 kV	3,0	5,0
66 kV < Vn ≤ 150 kV	1,5	2,5
Vn > 150 kV	1,0	1,5

2.6. Harmonisa pada transformator distribusi

Transformator distribusi langsung merasakan dampak dari harmonisa, hal ini disebabkan transformator distribusi langsung berhubungan dengan beban non linier. Salah satu dampak yang umum dari gangguan harmonisa adalah panas lebih pada kawat netral dan transformator. Hal ini juga menyebabkan meningkatnya nilai faktor-k dan terjadinya *derating* serta *losses* pada transformator distribusi.

2.6.1. Faktor-k

Faktor-k merupakan bobot dari arus beban harmonisa yang menurut efeknya dapat menyebabkan rugi-rugi estimasi dan pemanasan pada transformator. Nilai dari faktor-k ini sangat dipengaruhi oleh frekuensi yang mengakibatkan bertambahnya rugi estimasi pada transformator [10].

Sebuah transformator standart (K-1) tidak dirancang pada penggunaan beban non-linear yang mengandung arus harmonisa. Apabila transformator standar dipaksa untuk digunakan pada beban non-linear, maka akan terjadi panas berlebih dan gagal sebelum waktunya. Dengan alasan tersebut maka untuk mengatasi beban non-linear telah dirancang transformator khusus untuk menangani arus harmonisa yang terjadi.

Pada saat ini, pihak PLN menggunakan transformator jenis K-1 untuk semua transformator

distribusinya, termasuk trafo yang digunakan oleh UIN Suska Riau. Dengan kemampuan memikul 100 % beban linier dan 0 % beban non linier [16]. Sebuah K-faktor 1.0 menunjukkan suatu beban linier atau tidak memiliki harmonisa. Apabila transformator ini dipaksa untuk membebani beban non linier yang cukup besar, maka akan terjadi panas berlebih yang terjadi pada transformator. Oleh karna itu untuk mecegah terjadinya hal tersebut dirancang suatu transformator khusus untuk mengurangi nilai harmonisa yang terjadi.

K-faktor transformator berbeda dari standar. Transformator ini memiliki kapasitas termal tambahan untuk mentoleransi efek pemanasan dari arus harmonisa karena memiliki nilai impendansi yang rendah. Transformator K-faktor jauh lebih mahal dari transformator standar, karena transformator jenis ini didesain menggunakan bahan material yang berkualitas. Transformator khusus dirancang untuk digunakan dengan beban non-linear ditandai dengan K-faktor yang tidak melebihi dimana standar K-faktor adalah 4,9,13,20,30,40,50. Ketika k-faktor melebihi 4 menjadi perlu untuk menggunakan *K-rated transformer* atau *derate transformer*. Penggunaan K-faktor transformator adalah cara yang baik untuk memastikan bahwa transformator tidak akan mengalami kegagalan akibat panas berlebih arus harmonisa. Nilai faktor-k dibentuk dengan persamaan berikut [10]:

$$K = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} h^2 i_h^2}{\sum_{h=1}^{\infty} i_h^2} \quad (2.11)$$

dengan :

K = faktor K
 I_h = Harga arus harmonisa ke-h
h = Orde harmonisa (2,3,4,5,...)

2.6.2. Derating Transformer

Pemanasan yang terjadi pada transformator menyebabkan terjadinya penurunan performa dan *derating* pada transformator distribusi. Faktor *derating* untuk standar *non-harmonic transformer* dapat dihitung dengan menggunakan metode dari IEEE C57.110-1986[10]:

$$D = \frac{1.15}{1 + 0.15 K} \quad (2.12)$$

dengan:

D = *derating factor*
K = faktor-k

2.6.3. Losses Transformator Akibat harmonisa[3]

Transformator dirancang untuk memberikan daya yang diperlukan oleh beban dengan minimum *losses* pada frekuensi fundamental. Distorsi harmonik yang terjadi pada arus khususnya

maupun distorsi tegangan akan menyebabkan terjadinya pemanasan pada transformator.

Ada tiga efek yang mengakibatkan terjadinya pemanasan pada transformator arus beban terdapat harmonisa:

a. Arus rms.

Jika transformator kapasitasnya hanya untuk kVA yang dibutuhkan beban, arus harmonisa dapat mengakibatkan arus rms trafo menjadi lebih besar dari kapasitasnya. Meningkatnya arus rms menyebabkan rugi-rugi pada penghantar juga bertambah.

b. *Eddy-current losses*.

Arus induksi di dalam trafo yang disebabkan oleh fluks magnetik. Arus induksi ini mengalir di belitan, di inti dan di badan penghantar lain yang terlingkupi oleh medan magnet dari transformator dan menyebabkan panas lebih. Komponen rugi-rugi trafo ini meningkat dengan kuadrat dari frekuensi arus penyebab *eddy current*. Oleh karena itu, ini menjadi komponen yang sangat penting dari rugi-rugi trafo yang menyebabkan pemanasan oleh harmonisa.

c. Rugi Inti.

Peningkatan rugi inti yang disebabkan oleh harmonisa bergantung pada pengaruh harmonisa pada tegangan yang diberikan dan rancangan dari inti trafo. Semakin besar distorsi tegangan maka

semakin tinggi pula *eddy current* di inti. Peningkatan rugi inti karena harmonisa tidak sekritis dua rugi – rugi di atas.

Losses pada transformator dapat dihitung dengan menjumlahkan *losses* tembaga dan *losses* besi pada transformator akibat pengaruh harmonisa orde ke-*h* (mengambil nilai harmonisa tertinggi).

Untuk memudahkan dalam perhitungan *losses*, maka dijadikan dalam satuan per-unit (pu). Persamaan *Losses* akibat harmonisa (P_{LL}) adalah sebagai berikut [3]:

$$P_{LL} = \sum I_h^2 + \left(\sum I_h^2 \times h^2 \right) \cdot P_{EC-R} \text{ (pu)} \tag{2.13}$$

dengan :

- $\sum I_h^2$ = *Losses* tembaga (pu)
- $\left(\sum I_h^2 \times h^2 \right) \cdot P_{EC-R}$ = *Losses* besi (pu)
- h* = Orde harmonisa
- I_h* = Arus pada orde ke- *h*

Tabel 2.5. Nilai dari P_{EC-R} [3]

Type	MVA	Voltage	$P_{EC-R}(\%)$
Dry	≤ 1		3 - 8
	≥ 1,5	5 kV HV	12 - 20
	≤ 1,5	15 kV HV	9 - 15
Oil-Filled	≤ 2,5	480 kV LV	1
	2,5 - 5	481 kV LV	1 - 5
	> 5	482 kV LV	9 - 15

Eddy current terjadi bila inti dari sebuah material jenis ferromagnetik (besi) secara elektrik

bersifat konduktif. Bertambahnya rugi-rugi *Eddy current* karena harmonisa berpengaruh pada temperatur kerja transformator yang terlihat pada besar rugi-rugi daya nyata (Watt) akibat *Eddy current*.

Sebelum mendapatkan nilai *losses* perlu diketahui nilai daya aktif satu phasa transformator dan juga nilai *losses* tanpa beban transformator. Nilai daya aktif satu fasa transformator dapat dicari dengan persamaan berikut [17]:

$$P_{base} = \frac{S \times \text{Faktor Daya}}{\sqrt{3}} \quad (2.14)$$

Adapun tabel untuk nilai *losses* beban tanpa beban pada transformator adalah sebagai berikut:

Tabel 2.6. *Losses* Tanpa Beban Transformator[15]

Daya (kVA)	Losses Tanpa Beban (W)	Daya (kVA)	Losses Tanpa Beban (W)
1	2	500	700
25	75	630	835
50	125	800	1000
100	210	1000	1100
160	300	1250	1400
200	355	1600	1680
250	420	2000	1990
315	500	2500	2350
400	595		

2.7. Filter Harmonisa

Filter harmonisa merupakan suatu rangkaian yang yang mampu mereduksi harmonisa, secara umum filter untuk harmonisa ini terbagi menjadi dua jenis, yaitu filter aktif dan filter pasif.

2.7.1.Filter Aktif

Filter aktif merupakan suatu rangkaian filter yang terdiri dari komponen elektronika daya atau komponen aktif seperti Op-Amplifier, IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) serta MOSFET (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*). Filter aktif ini tidak beresonansi dengan sistem dan bekerja secara *independent* dari karakteristik sistem impedansi. Dari segi biaya komponen filter aktif ini jauh lebih mahal dari filter pasif dan memiliki sistem yang lebih kompleks [3].

2.7.2.Filter Pasif

Filter pasif merupakan salah jenis filter yang paling populer digunakan dalam mereduksi nilai harmonisa. Filter ini terdiri dari komponen-komponen pasif diantaranya resistor R, induktor L dan kapasitor C. Implementasi filter pasif ini merupakan cara yang efektif dan ekonomis untuk meredam harmonisa. Untuk mengkompensasi kerugian daya akibat harmonik, filter ini banyak digunakan pada sistem tenaga listrik. Arus akan mengalir pada reaktansi yang lebih rendah pada filter pasif. Arus dengan frekuensi yang tinggi akan

mengalir pada kapasitor C, hal ini disebabkan kapasitor memiliki impedansi yang rendah pada frekuensi tinggi. Kapasitor dipasang secara paralel dengan beban agar dapat meredam harmonisa pada beban. Semua gelombang arus dengan frekuensi tinggi akan mengalir melewati kapasitor, sedangkan untuk induktor L biasanya di pasang seri terhadap beban, dengan demikian arus yang mengalir pada rangkaian akan tidak mudah berubah berbanding lurus dengan besarnya induktor.

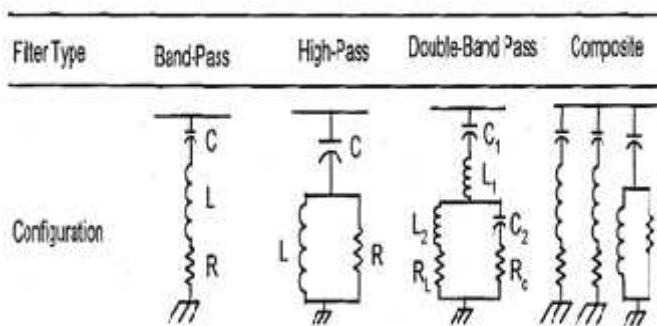
Pemasangan filter pasif pada sistem tenaga listrik salah satu tujuannya adalah untuk mengurangi amplitudo satu orde ke- h dari tegangan atau arus harmonisa, dengan demikian penyebaran arus harmonisa dari sumber-sumber harmonisa dapat diredam. Salah satu kelebihan dari filter pasif ialah dapat mengkompensasi daya reaktif dan digunakan untuk memperbaiki $\cos \phi$ sistem secara umum.

Pada filter pasif kapasitor dihubungkan seri atau paralel untuk memperoleh sebuah total rating tegangan dan kVAR yang diinginkan. Sedangkan induktor digunakan dalam rangkaian filter dirancang mampu menahan selubung frekuensi tinggi yaitu efek kulit.

Di atas telah disebutkan beberapa kelebihan dari filter pasif, seperti dapat mengkompensasi daya reaktif dan lebih ekonomis. Selain kelebihan yang telah disebutkan, filter pasif juga memiliki

beberapa kekurangan diantaranya filter pasif tergantung pada impedansi sumber sistem tenaga, frekuensi sistem dan toleransi komponen [12].

Ada beberapa jenis filter pasif yang dapat dimanfaatkan untuk meredam harmonisa, yaitu *single tuned passive filter (band pass filter)*, *high pass filter*, *double band-pass filter* dan *composite filter*. Gambar di bawah ini menunjukkan rangkaian untuk masing-masing filter tersebut beserta konfigurasi dan impedansinya.



Gambar 2.3 Konfigurasi filter pasif [11]

Band pass filter atau *single tuned passive filter* ialah filter pasif yang paling umum digunakan, biasanya digunakan pada sistem tegangan rendah. Rangkaian filter ini mempunyai impedansi yang rendah. *Single tuned passive filter* akan bekerja pada frekuensi kerja atau pada satu orde yang akan difilter dan melewatkan frekuensi yang diatas maupun dibawah frekuensi kerjanya.

High pass filter merupakan jenis filter yang melewatkan frekuensi tinggi, tetapi mengurangi amplitude frekuensi yang lebih rendah. Nilai-nilai pengurangan untuk frekuensi berbeda-beda untuk tiap-tiap filter, *high pass filter* ini terdiri dari kapasitor dan resistor serta induktor yang terhubung paralel.

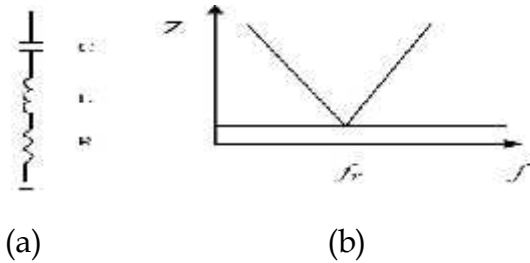
Dua buah filter pasif dengan konfigurasi *single tuned* akan memiliki karakteristik yang hampir sama dengan *double bandpass* filter. Jika *single tuned* bekerja pada satu frekuensi kerja, *double bandpass* ini bekerja pada dua frekuensi kerja.

Composite filter merupakan gabungan dari beberapa filter yang telah dijelaskan sebelumnya, dimana terdiri dari dua buah *single tuned filter* dan satu *high pass filter*.

Dari jenis-jenis filter diatas *single tuned passive filter* ini merupakan filter pasif yang lebih murah daripada filter-filter lainnya untuk efektifitas yang sama dengan kelebihan yang telah disebutkan sebelumnya. Berdasarkan pengukuran yang telah dilakukan pada transformator distribusi UIN Suska dimana harmonisa yang melebihi standar terjadi pada satu orde atau satu frekuensi saja yaitu pada orde ketiga, oleh karna itu *single tuned passive filter* ini sangat cocok di implementasikan untuk mereduksi harmonisa yang terjadi pada transformator distribusi di UIN Suska.

2.7.3. Karakteristik *Single Tuned Passive Filter*

Berikut rangkaian *single tuned passive filter* dan kurva impedansi terhadap frekuensi:



Gambar 2.4. (a) Rangkaian *single tuned passive filter*,
(b) Kurva impedansi terhadap frekuensi [8]

Single tuned passive filter ini terdiri dari rangkaian seri kapasitor, induktor, dan resistor. Impedansi pada gambar 2(b) dapat dinyatakan pada persamaan berikut [11]:

$$Z = R + j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right) \quad (2.15)$$

dengan :

Z = Impedansi *single tuned passive filter* (Ω)

R = Resistansi (Ω)

L = Induktansi (H)

C = Kapasitansi (F)

Single tuned passive filter diatur pada frekuensi yang menghasilkan resonansi seri. Resonansi tersebut terjadi pada saat nilai reaktansi sama dengan nilai kapasitansi. Persamaan untuk menentukan nilai frekuensi tersebut adalah sebagai berikut [11]:

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (2.16)$$

Pada frekuensi tersebut *single tuned passive filter* memiliki impedansi minimum yang besarnya sama dengan resistansi. Filter ini akan menyerap semua arus harmonik yang dekat dengan frekuensi yang diinjeksikan.

2.7.4. Batas Komponen Single Tuned Passive Filter

a. Kapasitor

Kapasitor merupakan komponen filter yang dapat menyimpan energi dalam bentuk muatan listrik. Kapasitor pada filter pasif berfungsi untuk memperbaiki faktor daya, sedangkan PLN sebagai penyedia jasa listrik di Indonesia menggunakan kapasitor untuk mengurangi *losses*, memperbaiki kondisi tegangan dan mempertinggi kapasitas pembebanan pada jaringan [12].

Batas beban yang diperbolehkan berdasarkan standar ANSI/IEEE 18-1992 adalah sebagai berikut [3]:

- a. kVAr = 135%;

- b. tegangan efektif = 110%;
- c. arus efektif = 180% (termasuk arus fundamental dan arus harmonik)
- d. jumlah tegangan puncak = 120%.

Meskipun dalam standar batas arus efektif adalah 180%, namun aplikasinya mungkin lebih rendah karena masing-masing unit kapasitor diproteksi pada 125% - 165% dari rating arusnya. Dalam mendesain filter batas arus dan tegangan efektif dan jumlah tegangan puncak pada kapasitor bank sebaiknya berkisar 100% dari rating kondisi normal, Hal ini dilakukan agar kapasitor dapat mengkompensasi tegangan lebih sistem dan kondisi tidak seimbang pada kapasitor. Komponen harmonik meningkat secara signifikan untuk kondisi ketidakseimbangan kapasitor bank [12].

b. Induktor

Induktor merupakan komponen elektronika pasif yang dapat menyimpan energi pada medan magnet yang ditimbulkan oleh arus listrik yang melintasinya. Sebuah induktor ideal memiliki induktansi, tetapi tanpa resistansi atau kapasitansi, dan tidak mengkonsumsi daya secara boros. Namun pada kenyataannya sebuah induktor merupakan gabungan dari induktansi, beberapa resistansi, karena resistivitas kawat, dan beberapa kapasitansi. Induktor yang digunakan untuk aplikasi filter biasanya dari tipe inti udara yang

memberikan karakteristik linier berkenaan dengan frekuensi dan arus. Toleransi reaktansi $\pm 5 \%$ dapat diterima untuk aplikasi sistem tenaga di industri [12].

2.8. Desain *Single Tuned Passive Filter*

Langkah-langkah untuk merancang *single tuned passive filter*:

1. Sebelum merancang suatu filter pasif, maka perlu diketahui besarnya kebutuhan daya reaktif suatu sistem. Daya reaktif yang ini juga digunakan untuk menentukan besarnya nilai kapasitor untuk memperbaiki serta untuk meningkatkan faktor daya. Nilai tersebut dapat dicari menggunakan persamaan berikut [3]:

$$kVar = P(\tan \varphi_{awal} - \tan \varphi_{akhir}) \quad (2.17)$$

dengan :

kVar = Nilai kompensasi daya reaktif (kVar)

P = Daya aktif sistem (kW)

φ = Sudut fasa

2. Setelah nilai daya reaktif diketahui, selanjutnya menentukan reaktansi C dan nilai kapasitansi, nilai kapasitor tersebut dapat ditentukan dengan persamaan berikut [3]:

$$X_c = \frac{kV^2}{MVar} \quad (2.18)$$

dengan :

X_c = reaktansi C (Ω)

kV^2 = tegangan (kV)

MVar = kompensasi daya reaktif (MVar)

$$C = \frac{1}{2\pi f X_c} \quad (2.19)$$

dengan :

C = Kapasitor (mF)

X_c = Impedansi C (Ω)

f = frekuensi fundamental 50 Hz

3. Menentukan nilai reaktansi L dan nilai induktansi untuk komponen filter. Dapat ditentukan dengan persamaan berikut [3]:

$$X_L = \frac{X_c}{h^2} \quad (2.20)$$

dengan :

X_L = reaktansi induktor (Ω)

X_c = reaktansi kapasitor (Ω)

h = orde harmonisa yang akan difilter

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} \quad (2.21)$$

dengan:

L = Induktor (mH)

X_L = reaktansi induktor (Ω)

f = Frekuensi fundamental (50 Hz)

4. Menentukan nilai resistansi (R) komponen filter
Untuk mencari nilai R, selain mengetahui nilai X_n , maka yang perlu diketahui adalah

nilai faktor kualitas Q dari filter. Untuk nilai X_n didapatkan dengan mengalikan orde harmonisa yang difilter dengan nilai rekatansi kapasitor, sedangkan untuk nilai Q dapat ditentukan sendiri. Namun, pada umumnya nilai Q berkisar antara 40 – 80. Pada penelitian ini, dipilih nilai Q sebesar 80 karena semakin besar nilai Q , maka kualitas filter juga semakin baik. Untuk nilai R dapat dicari dengan persamaan berikut [3]:

$$R = \frac{X_n}{Q} \quad (2.22)$$

dengan:

R = Resistansi ($m\Omega$)

X_n = Reaktansi induktor orde h
harmonisa (Ω)

Q = Faktor kualitas

2.8.1. Analisa Unjuk Kerja Filter [3]

Analisa unjuk kerja filter ini dilakukan untuk mengetahui apakah spesifikasi dari rating filter tersebut sudah sesuai dengan standar, standar yang digunakan dapat dilihat pada table 2.7.

1. Analisa kerja fundamental filter
 - a. Impedansi fundamental :

$$X_{fund} = |X_L - X_C| \quad (2.23)$$

b. Arus fundamental :

$$I_{fund} = \frac{V_{actual}}{X_{fund}} \quad (2.24)$$

c. Tegangan kapasitor

$$V_C = I_{fund} \times X_C \quad (2.25)$$

d. Daya rating kapasitor

$$Q_{fund} = V_C \times I_{fund} \quad (2.26)$$

2. Analisa kerja filter pada harmonisa

a. Arus harmonisa total filter

Seperti yang telah dijelaskan, nilai harmonisa yang dihitung adalah yang bersumber dari beban saja, dimana didominasi oleh beban non linier. Maka besar arus harmonisa yang dihasilkan beban dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$I_{Total} = I_h(pu) \times \frac{V_{Ar}}{V_{actual}} \quad (2.27)$$

b. Tegangan harmonisa kapasitor

$$V_{ch} = \frac{I_{total} \times X_c}{h} \quad (2.28)$$

3. Perhitungan total kerja filter

a. Arus rms total

$$I_{rms} = \sqrt{I_{fund}^2 + I_{Total}^2} \quad (2.29)$$

b. Tegangan puncak

$$V = V_c + V_{ch} \quad (2.30)$$

Tegangan rms

$$V_{rms} = \sqrt{V_c^2 + V_{ch}^2} \quad (2.31)$$

c. Daya reaktif kapasitor total

$$Q_{c_{total}} = I_{rms} \times V_{rms} \quad (2.32)$$

Tabel 2.7. Perbandingan Batasan Kerja Filter [3]

Kerja	Definisi	Batasan (%)
Tegangan Puncak	V / V rated	120
Tegangan RMS	V rms / V rated	110
Arus RMS	I rms / I fund	180
VAR	VAR total / VAR fund	135

2.8.2 Menghitung Pengurangan Nilai Arus Harmonisa Setelah Pemasangan Filter

Setelah nilai dari kapasitor, induktor dan resistor didapatkan untuk *single tuned passive filter*, selanjutnya adalah menghitung nilai

pengurangan arus harmonik pada orde yang dilakukan reduksi. Langkah-langkah untuk menghitung nilai pengurangan arus tersebut adalah sebagai berikut:

1. Menghitung nilai resistansi dan reaktansi hubung singkat sistem[3]:

$$Z_{hs} = \frac{kV \times 1000}{I_{sc}} \quad (2.33)$$

$$X_{hs} = X_{hst} = Z\% \frac{kV^2}{MVA} \quad (2.34)$$

$$R_{hs} = \sqrt{Z_{hs}^2 - X_{hst}^2} \quad (2.35)$$

dengan :

Z_{hs} = Impedansi hubung singkat sistem (Ω).

X_{hs} = Reaktansi hubung singkat sistem (Ω)

X_{hst} = Reaktansi hubung singkat transformator dengan asumsi nilai reaktansi merupakan impedansi transformator (Ω).

R_{hs} = Resistansi hubung singkat sistem (Ω).

$Z\%$ = Impedansi pengenalan transformator.

I_{sc} = Arus hubung singkat (A).

kV = Tegangan 3 fasa sekunder transformator.

MVA = Kapasitas transformator.

2. Menghitung nilai reaktansi L dan C pada orde harmonisa yang difilter [3]:

$$X_{L(h)} = hX_{L(1)} \quad (2.36)$$

$$X_{C(h)} = \frac{X_{C(1)}}{h} \quad (2.37)$$

3. Menghitung nilai resistansi dan reaktansi hubung singkat orde ke- h pada sistem. Untuk nilai resistansi $R_{hs(1)} = R_{hs(h)}$, sedangkan untuk nilai reaktansi hubung singkat pada harmonisa orde ke- h sistem dapat dihitung dengan [8]:

$$X_{hs(h)} = hX_{hs(1)} \quad (2.38)$$

4. Menghitung nilai impedansi Z hubung singkat sistem pada harmonisa orde ke - h [8]:

$$Z_{hs} = \sqrt{R_{hs(h)}^2 + X_{hs(h)}^2} \quad (2.39)$$

5. Menghitung jumlah nilai arus harmonisa pada orde ke- h yang difilter [8] :

$$I_{f(h)} = \frac{Z_{hs}}{Z_{hs} + |X_{L(h)} - X_{C(h)}|} \times I_h \quad (2.40)$$

Dengan : I_h = arus harmonisa orde ke - h yang difilter

6. Sehingga didapatkan besar nilai arus pada orde ke - h harmonisa setelah difilter adalah [8]:

$$I_{h(new)} = I_h - I_{f(h)} \quad (2.41)$$

2.9. Menghitung *losses* penyerapan daya oleh filter

Filter tersebut membutuhkan daya dalam proses kerjanya, oleh karna itu perlu diketahui besarnya *losses* yang diakibatkan penyerapan daya filternya. Adapun persamaan yang digunakan untuk mencari *losses* akibat filter adalah sebagai berikut:

1. Menentukan daya yang diserap oleh filter [4]:

$$P = I^2 \times R \quad (2.42)$$

dengan :

P = Daya aktif yang diserap filter (kW)

I = Arus fundamental filter (A)

R = Resistansi filter (Ω)

2. Menentukan besar faktor daya filter, adapun langkah-langkah dalam mencari faktor daya filter adalah sebagai berikut [4]:

$$Q = I^2 \cdot X \quad (2.43)$$

dengan :

Q = Daya Reaktif (kVAR)
 I = Arus fundamental filter (A)
 X = Impedansi fundamental (Ω)

sehingga:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.44)$$

dengan :

S = Daya Semu (kVA)
 P = Daya Aktif (kW)
 Q = Daya reaktif (kVAR)

Didapatkan faktor daya filter:

$$PF = \frac{P}{S} \quad (2.45)$$

3. Maka didapatkan nilai losses akibat pemasangan filter adalah sebagai berikut [4]:

losses akibat filter =

$$= \left(\sqrt{(Q - Q_{var})^2 + (P)^2} \right) \times PF \quad (2.46)$$

dengan :

Q = Daya reaktif (kVAR)
 Q_{var} = Daya reaktif kompensasi sistem (kVAR)
 P = Daya Aktif (kW)
 Pf = Faktor Daya

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Jenis Penelitian

Penelitian yang digunakan adalah pendekatan kuantitatif dan kualitatif. Penelitian kuantitatif ini digunakan karena peneliti ingin mengetahui dan menghitung besarnya nilai harmonisa, faktor-k, *derating* serta *losses* yang terjadi pada transformator distribusi di UIN Suska Riau. Penelitian kuantitatif juga dilakukan dalam perancangan parameter-parameter *single passive tuned filter*. Sedangkan penelitian kualitatif digunakan untuk menganalisa perbandingan antara sebelum dan setelah pemasangan *single passive tuned filter* serta pengaruhnya pada nilai harmonisa faktor-k, *derating* dan *losses* transformator distribusi UIN Suska Riau.

3.2. Data yang dibutuhkan

Untuk melakukan penelitian ini maka dibutuhkan beberapa data diantaranya :

1. Spesifikasi transformator distribusi
Merupakan gambaran atau deskripsi dari trafo distribusi yang akan dihitung besar harmonisa, *losses*, faktor-k dan *derating* transformator serta perancangan *single passive tuned filter*.
2. Nilai IHD dan THD (*Total Harmonic Distortion*)
Nilai IHD dan THD arus merupakan parameter untuk mengetahui bagaimana harmonisa yang

terjadi pada transformator distribusi di UIN Suska Riau apakah sudah sesuai atau melebihi standar yang ditetapkan.

3. Nilai Arus, Tegangan, Daya, Faktor daya dan Frekuensi

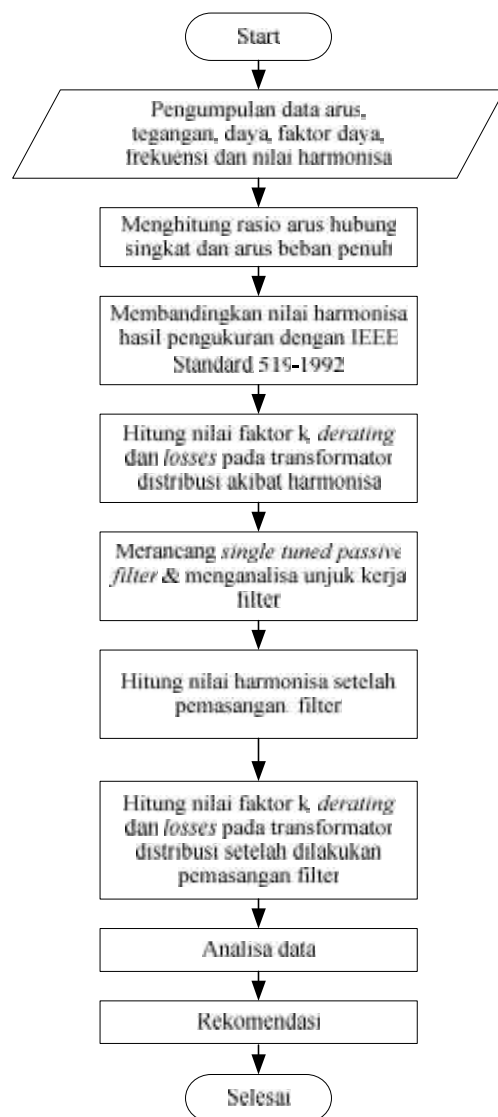
Parameter-parameter tersebut digunakan dalam perancangan *Single Tuned Passive Filter*.

3.3. Tahapan Penelitian

Tahapan penelitian sera terstruktur dapat dilihat pada Gambar 3.1, mulai dari pengumpulan data, desain, analisis rekomendasi, kesimpulan.

3.4. Studi Literatur

Studi literatur yang mendukung dalam penelitian ini adalah teori yang berkaitan dengan harmonisa, faktor-k, *derating* serta *losses* transformator serta perancangan *single passive tuned filter*.



Gambar 3.1 Tahapan Penelitian

3.5. Objek Penelitian

Objek penelitian pada penelitian ini adalah transformator distribusi 3 fasa (20 kV/380 V) dengan kapasitas 1000 kVA di Uin Suska Riau. Transformator tersebut dijadikan sebagai objek penelitian untuk mengetahui besarnya harmonisa, nilai faktor-k transformator, *derating* dan *losses* yang terjadi. Selain itu juga dilakukan perancangan *single tuned passive filter* dan mengetahui pengaruhnya terhadap harmonisa, nilai faktor-k, *derating* serta *losses* pada transformator.

Spesifikasi Transformator



Merk Trafo	: Starlite
Daya / kVA	: 1000 kVA
Pendinginan	: ONAN
Jumlah Fasa	: 3
Tegangan Primer	: 20 kV
Tegangan Sekunder	: 220 V/400 V
Frekuensi	: 50 Hz
Impedansi	: 5 %
Kel. Vektor	: Dyn 5

Gambar 3.2. Transformator distribusi 3 fasa
UIN Suska Riau

3.6. Pengolahan data

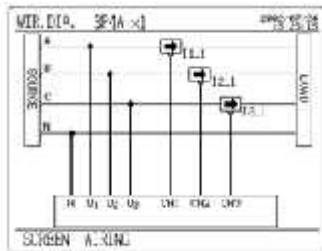
3.6.1. Pengukuran Arus, Tegangan, Daya, Faktor daya dan Harmonisa

Pengukuran arus, tegangan serta *Total Harmonic Distortion* (THD) dilakukan pada transformator distribusi 1000 kVA UIN Suska Riau, dilakukan selama satu minggu pada tanggal 21 Desember sampai 27 Desember 2016 dalam waktu 24 jam. Pengukuran dilakukan pada rentang waktu tersebut untuk mengetahui harmonisa yang terjadi pada saat jam kerja dan saat libur. Apakah terjadi perbedaan dari nilai harmonisa yang terjadi pada saat jam kerja dan pada saat libur yang dipengaruhi oleh penggunaan beban non linier. Pengukuran transformator dilakukan dengan menggunakan data taker. Alat ini digunakan untuk mengukur tegangan, arus, daya aktif, daya reaktif, daya semu, frekuensi serta nilai IHD arus dan tegangan. Parameter-parameter data tersebut diperlukan untuk menganalisa faktor-k, *derating* dan *losses* pada transformator distribusi yang diakibatkan oleh harmonisa.



Gambar 3.3. Data Taker
(Sumber : Foto Langsung)

Data taker atau *power quality analyzer* merupakan alat yang digunakan untuk mengukur besaran nilai arus, tegangan, daya aktif, reaktif, semu, faktor daya, frekuensi serta nilai THD. Untuk diagram pengukuran menggunakan data taker pada gambar 3.3.



Gambar 3.4. Diagram Pengukuran [13]

Diagram pengukuran yang dilakukan adalah 3P4W atau 3 Fasa 4 Kawat dimana ini digunakan untuk mengetahui parameter-parameter

pengukuran di tiap-tiap phasa pada transformator distribusi.

3.6.2. Menentukan batasan distorsi harmonisa

Dalam menentukan batasan dari distorsi arus harmonisa dilakukan perhitungan rasio I_{sc}/I_L dan dapat dihitung dengan persamaan 2.8 dan 2.9. Dimana setelah nilai tersebut didapatkan maka akan disesuaikan dengan standar *IEEE Standard 519-1992*.

3.6.3. Perhitungan Faktor-k Transformator distribusi

Nilai dari faktor-k ini sangat dipengaruhi oleh frekuensi yang mengakibatkan bertambahnya rugi estimasi pada transformator. Faktor-k ini didefinisikan sebagai penjumlahan dari kuadrat arus harmonisa dalam p.u dikali dengan kuadrat dari urutan harmonisa. Dalam menentukan nilai faktor-k pada tranformator digunakan persamaan 2.11.

3.6.4. Perhitungan *derating factor*

Derating factor merupakan penurunan dari kapasitas transformator yang dilihat dari nilai faktor-k yang didapat pada transformator, Untuk mendapatkan nilai *derating factor* digunakan persamaan 2.12.

3.6.5. Perhitungan *Losses* pada Transformator Akibat Harmonisa

Losses pada transformator dapat dihitung dengan menjumlahkan *losses* tembaga dan *losses* besi pada transformator akibat pengaruh harmonisa orde ke- h (mengambil nilai harmonisa tertinggi). Untuk memudahkan *losses* dihitung dalam satuan per-unit (pu). Persamaan *Losses* akibat harmonisa (P_{LL}) dapat dihitung dengan persamaan 2.13.

3.7. Perancangan *Single Tuned Passive Filter*

Langkah-langkah untuk merancang *single tuned passive filter* :

1. Meningkatkan faktor daya dengan cara mengkompensasi daya reaktif. Nilai tersebut dapat dicari menggunakan persamaan 2.17.
2. Menentukan nilai impedansi C dan nilai kapasitansi untuk komponen filter dari nilai daya reaktif yang telah dikompensasi, Nilai kapasitor tersebut dapat ditentukan dengan persamaan 2.18 dan 2.19 dengan f adalah frekuensi fundamental sistem (50 Hz).
3. Menentukan nilai impedansi L dan nilai induktansi untuk komponen filter. Nilainya dapat ditentukan dengan persamaan 2.20 dan 2.21 dengan h adalah orde harmonisa yang difilter dan f adalah frekuensi fundamental (50 Hz).
4. Menentukan nilai resistansi (R) komponen dengan persamaan 2.22.

3.8. Analisa Unjuk Kerja Filter

Analisa unjuk kerja filter perlu dilakukan untuk mengetahui apakah spesifikasi dari filter yang telah didapatkan sesuai dengan standar. Standar yang digunakan disesuaikan pada tabel 2.7.

1. Analisa kerja fundamental filter

Adapun parameter-parameternya sebagai berikut.

- a. Impedansi fundamental, nilainya didapatkan dengan persamaan 2.23.
- b. Arus *fundamental*, nilainya didapatkan dengan persamaan 2.24.
- c. Tegangan kapasitor, nilainya didapatkan dengan persamaan 2.25.
- d. Daya *rating* kapasitor, nilainya didapatkan dengan persamaan 2.26.

2. Analisa kerja filter pada harmonisa

Arus harmonisa pada sistem berasal dari jenis, yaitu dari sumber (transformator) dan dari beban. Pada penelitian ini diasumsikan nilai harmonisa yang berasal dari transformator sangat kecil dan tidak dihitung.

a. Arus harmonisa total filter

Seperti yang telah dijelaskan di atas, nilai harmonisa yang dihitung adalah yang bersumber dari beban saja, maka besar arus harmonisa yang dihasilkan beban dapat dihitung dengan persamaan 2.27.

- b. Tegangan harmonisa kapasitor dihitung dengan persamaan 2.28.
3. Perhitungan total kerja filter
 - a. Arus rms total, dihitung dengan persamaan 2.29.
 - b. Tegangan Puncak, dihitung dengan persamaan 2.30.
 - c. Tegangan rms, dihitung dengan persamaan 2.31.
 - d. Daya reaktif kapasitor total (Q_{Ctotal}), dihitung dengan persamaan 2.32.

Nilai yang didapat dari persamaan 2.29 hingga persamaan 2.32 akan dibandingkan dengan ANSI/IEEE 18-1992. Hal ini bertujuan untuk mengetahui apakah spesifikasi filter layak untuk digunakan.

3.9. Menghitung Pengurangan Nilai Arus Harmonisa Setelah Pemasangan Filter

Setelah didapatkan besar nilai dari induktor, kapasitor, dan resistor yang digunakan untuk *single tuned passive filter*, selanjutnya adalah menghitung nilai pengurangan arus harmonik pada orde yang dilakukan reduksi. Langkah-langkah untuk menghitung nilai pengurangan arus tersebut adalah sebagai berikut:

1. Menghitung nilai resistansi dan reaktansi hubung singkat sistem dengan persamaan 2.33, 2.34 dan 2.35.

2. Menghitung nilai reaktansi L dan C pada orde harmonisa yang difilter dengan persamaan 2.36 dan 2.37.
3. Menghitung nilai resistansi dan reaktansi hubung singkat orde ke- h pada sistem. Untuk nilai resistansi $R_{hs(1)} = R_{hs(h)}$, sedangkan untuk nilai reaktansi hubung singkat pada harmonisa orde ke- h sistem dapat dihitung dengan persamaan 2.38.
4. Menghitung nilai impedansi Z hubung singkat sistem pada harmonisa orde ke - h dengan persamaan 2.39.
5. Menghitung jumlah nilai arus harmonisa pada orde ke- h yang difilter dengan persamaan 2.40.
6. Sehingga didapatkan besar nilai arus pada orde ke - h harmonisa setelah difilter dengan persamaan 2.41.

3.10. Menghitung Kembali Nilai IHD, THD dan Faktor-k, Derating serta Losses Transformator Distribusi

Nilai harmonisa yang sudah difilter pada orde ke - h kemudian disubstitusikan lagi ke persamaan 2.4 untuk menghitung persentase IHD, THD dan persamaan 2.11-2.13 untuk mengetahui faktor-k, *derating* dan *losses* pada transformator setelah dipasang *single tuned passive filter*.

3.11. Hasil dan Analisis

Analisa yang dilakukan terhadap rating dari *single tuned passive filter*, analisa pengaruh sebelum dan setelah pemasangan *single tuned passive filter* terhadap harmonisa, faktor-k, *derating* serta *losses* yang terjadi pada transformator distribusi.

Analisa rating dari *single tuned passive filter* ini dibandingkan dengan batasan-batasan dari tiap-tiap komponennya apakah sudah sesuai dengan standar batasan yang ditetapkan dan mampu dalam mereduksi nilai harmonisa.

Analisa pengaruh sebelum dan setelah pemasangan *single tuned passive filter* terhadap harmonisa dilakukan dengan membandingkan nilai harmonisa yang terjadi pada transformator dengan *IEEE Standard 519-1992*.

Analisis dari faktor-k dan *derating* sebelum dan setelah pemasangan *single tuned passive filter* dibandingkan dengan nilai faktor-k pada transformator dimana pada transformator UIN suska memiliki nilai faktor-k sama dengan 1 untuk beban non linier dan 0 untuk beban linier dan nilai *derating* nantinya akan berpengaruh pada nilai faktor akibat harmonisa.

Analisis *losses* yang terjadi pada transformator dilakukan dengan membandingkan nilai yang didapatkan sebelum dan setelah dilakukan pemasangan *single tuned passive filter* terhadap harmonisa pada transformator, serta penghematan.

BAB IV

HASIL DAN ANALISIS

4.1. Menentukan batas maksimum distorsi arus harmonisa

Untuk menentukan batas maksimum distorsi arus harmonisa dilakukan perhitungan rasio I_{sc}/I_L . I_{sc} adalah arus hubung singkat dan I_L adalah arus beban nominal pada transformator distribusi. Dari perhitungan rasio tersebut digunakan untuk menentukan standar dari distorsi arus harmonisa yang terhadap transformator distribusi di UIN Suska Riau yang mengacu pada *IEEE Standard 519-1992*. Nilai dari I_{sc}/I_L dihitung dengan persamaan 2.8 dan 2.9 dimana pada fasa R nilai dari permintaan dayanya 127,43 kW dengan faktor daya 0,934 dan tegangan trafo 0,4 kV dengan daya 1 MVA.

Nilai I_{sc} dengan persamaan 2.8 :

$$I_{sc} = \frac{1000 \times 1}{\sqrt{3} \times 0,4} = 1443,37 \text{ A}$$

Sedangkan nilai I_L dengan persamaan 2.9 adalah :

$$I_L = \frac{127,58 \text{ kW}}{0,934 \sqrt{3} \times 0,4} = 197,15 \text{ A}$$

Sehingga didapatkan nilai rasio I_{sc}/I_L adalah :

$$\frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{1443,37 \text{ A}}{197,15 \text{ A}} = 7,32$$

Dengan persamaan 2.8 dan 2.9 dihitung juga nilai rasio I_{sc}/I_L pada fasa S dan T. Adapun tabel untuk masing-masing fasa transformator adalah sebagai berikut:

Tabel 4.1. Nilai Rasio I_{sc}/I_L fasa transformator

Fasa	I_{sc}	I_L	I_{sc}/I_L	Range
R	1443,37 A	197,15 A	7,32	<20
S	1443,37 A	184,08 A	7,84	<20
T	1443,37 A	178,11 A	8,10	<20

Berdasarkan nilai tersebut rasio I_{sc}/I_L tersebut maka didapatkan acuan standar distorsi harmonisa berdasarkan *IEEE Standard 519-1992*, pada masing-masing fasa transformator nilai rasio dari I_{sc}/I_L berada dibawah 20. Adapun nilai yang menjadi acuan untuk nilai arus harmonisa berdasarkan table 2.3 untuk range dibawah 20 adalah sebagai berikut:

THD	= 5,0 %
$h < 11$	= 4,0 %
$11 \leq h \leq 17$	= 2,0 %
$17 \leq h \leq 23$	= 1,5 %
$23 \leq h \leq 25$	= 0,6 %
$35 \leq h$	= 0,3 %

Dimana untuk standar THD maksimumnya sebesar 5 % dan untuk nilai orde harmonisa dibawah 11, nilai IHD maksimumnya sebesar 4 %. Apabila nilai dari hasil pengukuran nilainya melebihi nilai diatas maka nilai harmonisnya melebihi standar *IEEE Standard 519-1992*.

4.2. Hasil Pengukuran Harmonisa Arus

Nilai faktor-k, *derating* dan *losses* pada transformator ini dipengaruhi oleh nilai harmonisa arus. Oleh karna itu perlu diketahui nilai dari IHDi dan THDi pada transformator distribusi Uin Suska untuk menghitung nilai faktor-k dari bobot arus harmonik yang terjadi. Dari nilai faktor-k tersebut juga digunakan untuk mengetahui *derating* faktor pada transformator distribusi serta dilakukan juga perhitungan terhadap *losses* yang terjadi pada transformator distribusi UIN Suska. Nilai dari IHDi dan THDi juga digunakan sebagai parameter dalam perancangan *Single Tuned Passive Filter*.

Pengukuran yang dilakukan adalah pengukuran *real-time* selama 24 jam, selama satu minggu dari tanggal 21 Desember 2016 sampai 27 Desember 2016. Berdasarkan hasil pengukuran, adapun data arus harmonisa tertinggi terjadi pada tanggal 22 Desember 2016. Hal ini terjadi pada saat tanggal tersebut berada disaat hari kerja bukan pada saat hari libur sehingga menyebabkan nilai harmonisa tertinggi pada tanggal tersebut. Adapun

data pengukuran harmonisa arus masing-masing fasa yang tertinggi dapat dilihat pada table 4.2 – 4.4.

Tabel 4.2 Harmonisa Arus Fasa R

Phasa	Harmonik ke	IHD (%)	Arus (A)
R	1	100	337,7
	3	4,58	15,5
	5	2,9	9,8
	7	1,1	3,7
	9	1,34	4,5
	11	0,41	1,4
	13	0,39	1,3
	15	0,11	0,4
	17	0,05	0,2
	19	0,08	0,3

Nilai THD: 5,77 %

Tabel 4.3 Harmonisa Arus phasa S

Phasa	Harmonik ke	IHD (%)	Arus (A)
S	1	100	257,8
	3	5,36	13,8
	5	1,95	4,9
	7	1,02	2,6
	9	0,11	3,4
	11	1,32	2,9
	13	1,12	1,6
	15	0,6	0,5
	17	0,18	0,7
	19	0,28	0,3

Nilai THD arus: 6,09 %

Tabel 4.3 Harmonisa Arus phasa S

Phasa	Harmonik ke	IHD (%)	Arus (A)
S	1	100	257,8
	3	5,36	13,8
	5	1,95	4,9
	7	1,02	2,6
	9	0,11	3,4
	11	1,32	2,9
	13	1,12	1,6
	15	0,6	0,5
	17	0,18	0,7
	19	0,28	0,3

Nilai THD arus: 6,09 %

Tabel 4.4 Harmonisa Arus phasa T

Phasa	Harmonik ke	IHD %	Arus
T	1	100	274,2
	3	7,59	20,8
	5	3,02	8,3
	7	0,88	2,4
	9	2,19	6
	11	0,79	2,2
	13	0,57	1,6
	15	0,25	0,7
	17	0,04	0,3
	19	0,08	0,1

Nilai THD arus: 8,68 %

Adapun dari hasil pengukuran harmonisa tersebut nilai IHDi pada masing-masing fasa

transformator melebihi standar yang ditetapkan berdasarkan *IEEE Standard 519-1992* yaitu pada orde yang ketiga lebih dari 4 %. Dimana pada fasa R nilai IHDi nya sebesar 4,62 %, fasa S sebesar 5,36 % dan pada fasa T sebesar 7,59 %. Begitu juga dengan nilai THDi pada masing-masing fasa transformator yaitu lebih dari 5 %. Pada fasa R nilai THDi-nya sebesar 5,98 %, fasa S sebesar 6,09 % dan fasa T sebesar 8,68 %. Untuk data pengukuran harmonisa selengkapnya dapat dilihat pada lampiran B.

4.3. Faktor-k dan *derating* masing-masing fasa transformator

Setelah didapatkan nilai dari arus harmonisa maka dilakukan perhitungan nilai faktor-k dan *derating* yang terjadi pada transformator dengan menggunakan persamaan 2.11 dan 2.12. Berikut perhitungan nilai faktor-k dan *derating* yang terjadi pada masing-masing fasa transformator.

Tabel 4.5. Faktor-k dan *derating* pada phase R

II	i_n	i_n^2	$i_n^3 h^2$	$K = \sum i_n^3 h^2 / \sum i_n^2$	$D = \frac{1.15}{1 + 0.15 K}$
1	337,7	114041,29	114041,29	1,067	0,9919
3	15,5	240,25	2162,25		
5	9,8	96,04	2401		
7	3,7	13,69	670,81		
9	4,5	20,25	1640,25		
11	1,4	1,96	237,16		
13	1,3	1,69	285,61		
15	0,4	0,16	36		
17	0,2	0,04	11,56		
19	0,3	0,09	37,49		

Tabel 4.6. Faktor-k dan *derating* pada phase S

H	i_n	i_n^2	$i_n^3 h^2$	$K = \sum i_n^3 h^2 / \sum i_n^2$	$D = \frac{1.15}{1 + 0.15 K}$
1	257,8	66460,84	66460,84	1,075	0,9903
3	13,8	190,44	1713,96		
5	4,9	24,01	600,23		
7	2,6	6,76	331,24		
9	3,4	11,56	936,36		
11	2,9	8,41	1017,61		
13	1,6	2,56	432,64		
15	0,5	0,25	56,25		
17	0,7	0,49	141,61		
19	0,3	0,09	32,49		

Tabel 4.7. Faktor-k dan *derating* pada fasa T

H	i_k	i_k^2	$i_k^2 h^2$	$\sum i_k^2 h^2 / \sum i_k^2$	$D = \frac{1.15}{1+0.15 K}$
1	274,2	75185,64	75185,64	1,124	0,9840
3	20,8	432,61	3893,76		
5	8,3	68,89	1722,25		
7	2,4	5,76	282,24		
9	6	36	2916		
11	2,2	4,84	585,64		
13	1,6	2,56	432,64		
15	0,7	0,49	170,25		
17	0,3	0,09	26,01		
19	0,1	0,01	3,61		

Dari perhitungan diatas dapat dilihat nilai faktor-k pada masing-masing fasa transformator akibat harmonisa pada transformator distribusi di UIN Suska melebihi standar faktor-k yaitu 1. Pada fasa R nilai faktor-k nya sebesar 1,062, fasa S sebesar 1,075 dan yang tertinggi pada fasa T sebesar 1,124. Dari perhitungan diatas juga didapat diketahui penurunan kapasitas pada transformator pada setiap fasanya dalam bentuk persen seperti dibawah ini:

$$\text{Fasa R} = \frac{100 - 99,19}{100} \times 100\% = 0,81 \%$$

$$\text{Fasa S} = \frac{100 - 99,03}{100} \times 100\% = 0,97 \%$$

$$\text{Fasa T} = \frac{100 - 98,40}{100} \times 100\% = 1,60 \%$$

Adapun *derating* yang terjadi pada transformator distribusi yang dikibatkan oleh harmonisa pada fasa R sebesar 0,81 %, pada fasa S sebesar 0,97 % dan pada fasa T sebesar 1,60 %.

4.4. Nilai *Losses* Transformator

Sebelum mendapatkan nilai *losses* pada transformator akibat harmonisa, hal pertama yang harus diketahui adalah nilai daya aktif satu phasa dari transformator distribusi (P_{base}) dan nilai *losses* tanpa beban transformator.

Sehingga didapatkan nilai P-base nya adalah:

$$S = 1000 \text{ kVA}$$

$$\text{Faktor Daya} = 0,931$$

Maka untuk daya (P_{base}) untuk 1 fasa adalah berdasarkan persamaan 2.14 adalah sebagai berikut:

$$P_{base} = \frac{1000 \text{ kVA} \times 0,931}{\sqrt{3}}$$

$$P_{base} = 537,51 \text{ kW}$$

Sedangkan nilai *losses* tanpa beban transformator berdasarkan SPLN D3.002-1 : 2007 pada tabel 2.6 adalah **1,1 kW** untuk transformator dengan daya 1000 kVA.

4.4.1. Nilai *Losses* Pada Fasa R Transformator

Berdasarkan pada tabel 4.2 pada fasa R didapatkan nilai IHDi yang melebihi standar yaitu sebesar 4,58 % pada orde ke-3 dan nilai THDi yaitu sebesar 5,77 %. *Losses* pada fasa R yang diakibatkan oleh harmonisa dapat dihitung dengan cara mencari nilai arus dalam *pu* pada masing-masing orde harmonisa. Arus orde ke-*h* harmonisa dalam *pu* tersebut dapat dihitung dengan cara sebagai berikut:

$$I_h(pu) = \frac{I_h}{I_1}$$

Untuk nilai per-unit dari masing-masing orde harmonisa dapat dilihat pada lampiran C. Berdasarkan tabel C1 yang ditunjukkan pada lampiran C, maka perhitungan *losses* akibat harmonisa pada fasa R (P_{LL}) dapat dihitung sesuai dengan persamaan 2.13. Nilai P_{EC-R} disesuaikan dengan nilai P_{EC-R} pada tabel 2.5.

$$P_{LL}(pu) = (0,00332) + (0,0658) (0,01) = 0,003978$$

$$P_{LL}(kW) = P_{base} \times 0,003978 \text{ pu}$$

$$P_{LL}(kW) = 537,51 \text{ kW} \times 0,003978 = 2,14 \text{ kW}$$

4.4.2. Nilai *Losses* Pada Fasa S Transformator

Berdasarkan pada tabel 4.3 pada fasa S didapatkan nilai IHDi yang melebihi standar yaitu

sebesar 5,36 % pada orde ke-3 dan nilai THDi sebesar 6,09%. Untuk nilai per-unit dari masing-masing orde harmonisa dapat dilihat pada lampiran C. Berdasarkan tabel C2 yang ditunjukkan pada lampiran C, maka perhitungan *losses* akibat harmonisa pada fasa S (P_{LL}) dapat dihitung sesuai dengan persamaan 2.13 seperti berikut:

$$P_{LL}(pu) = (0,00371) + (0,0794)(0,01) = 0,004504$$

$$P_{LL}(kW) = P_{base} \times 0,004504 \text{ pu}$$

$$P_{LL}(kW) = 537,51 \text{ kW} \times 0,004504 = 2,42 \text{ kW}$$

4.4.3. Nilai *Losses* Pada Fasa T Transformator

Berdasarkan pada tabel 4.4 pada fasa S didapatkan nilai IHDi yang melebihi standar yaitu sebesar 7,59 % pada orde ke-3 dan nilai THDi sebesar 8,68 %. Untuk nilai arus dalam *pu* pada fasa T perhitungannya sama dengan mencari nilai *losses* pada fasa R dan S transformator. Untuk nilai per-unit dari masing-masing orde harmonisanya dapat dilihat pada tabel C3 lampiran C. Sedangkan untuk besar *losses* yang terjadi berdasarkan persamaan 2.13 sebagai berikut:

$$P_{LL}(pu) = (0,00754) + (0,1333)(0,01) = 0,008873$$

$$P_{LL}(kW) = P_{base} \times 0,008873 \text{ pu}$$

$$P_{LL} = 537,51 \text{ kW} \times 0,008873 = 4,77 \text{ kW}$$

Setelah didapatkan nilai *losses* dari masing-masing fasa transformator, maka didapatkan nilai total untuk *losses* total transformator akibat harmonisa pada fasa R, S dan T adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Total losses} &= \text{Losses tanpa beban} \\
 &\quad + \text{losses akibat harmonisa pada fasa R} \\
 &\quad + \text{losses akibat harmonisa pada fasa S} \\
 &\quad + \text{losses akibat harmonisa pada fasa T} \\
 \text{Total losses} &= 1,1 \text{ kW} + 2,14 \text{ kW} + 2,42 \text{ kW} \\
 &\quad + 4,77 \text{ kW} \\
 \text{Total losses} &= 10,43 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

4.5. Perancangan Filter Harmonisa

Pada tabel 4.2, 4.3 dan 4.4 dapat dilihat bahwa nilai harmonisa dari masing-masing fasa transformator melebihi standar yang telah ditetapkan. Pada pembahasan sebelumnya juga didapatkan nilai dari faktor-k, *derating* serta *losses* yang diakibatkan harmonisa pada masing-masing fasa transformator. Berdasarkan tujuan dari penelitian untuk mereduksi nilai harmonisa yang terjadi dilakukan dengan cara memasang filter, maka perlu dilakukan perhitungan untuk menentukan spesifikasi dari masing-masing komponen *single tuned passive filter*. Perhitungan perancangan filter ini dilakukan berdasarkan persamaan 2.17 sampai 2.22.

4.5.1. Perancangan Filter Untuk Fasa R Transformator

Pada tabel 4.2 telah ditunjukkan bahwa pada fasa R transformator nilai harmonisa yang melebihi standar. Perhitungan untuk menentukan spesifikasi komponen filter (C , L , dan R) pada fasa R transformator berdasarkan pada persamaan 2.17 - 2.22 adalah sebagai berikut:

- a. Menentukan besarnya kompensasi daya reaktif yang diperlukan.

Berdasarkan pada lampiran A, dapat dilihat nilai daya reaktif Q_{VAr} terkecil pada fasa R transformator adalah **28 kVA_r**. Nilai tersebutlah yang akan digunakan sebagai nilai kompensator pada filter yang akan dirancang dalam mereduksi nilai harmonisa. Untuk perbaikan faktor daya dari filter untuk fasa R transformator ini dapat dicari sesuai dengan persamaan 2.17.

Berdasarkan pada lampiran A, diketahui :

$$pf_1 = 0,934, \text{ sehingga } \varphi = \cos^{-1} 0,934 = 20,93^\circ$$

$$P = 127,58 \text{ kW}$$

maka :

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{P \tan \varphi - Q_{VAr}}{P} \right)$$

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{127,58 \tan 20,93^\circ - 28}{127,58} \right)$$

$$\varphi = 9,25^\circ$$

Dengan nilai kompensator daya reaktif sebesar 28 kVAr, didapatkan nilai faktor daya yang baru (pf_2) adalah $\cos 9,25^\circ = 0,986$. Jadi, *single tuned passive filter* ini dapat memperbaiki faktor daya dari yang sebelumnya 0,934 menjadi 0,986 setelah dikompensasi dengan daya reaktif sebesar 28 kVAr.

- b. Menentukan nilai kapasitansi C pada filter.
 Nilai C pada filter dapat dihitung menggunakan persamaan 2.18 - 2.19 dengan,

$$Q_{\text{var}} = 28 \text{ kVAr}, V = 220 \text{ V dan } f = 50 \text{ Hz.}$$

$$X_c = \frac{220^2}{28} = 1,72 \Omega$$

$$C = \frac{1}{(2)(3,14)(50)(1,72)} = 1,85 \text{ mF}$$

- c. Menentukan nilai induktansi L pada filter.
 Pada tabel 4.2 ditunjukkan nilai IHD_i tertinggi pada fasa R transformator ada pada orde ke-3, sehingga orde tersebutlah yang akan di-tune. Untuk penyetelan orde h tersebut harus dikurangi sebesar 5% dari nilai h . Berdasarkan persamaan 2.20, maka nilai h adalah $3 - (5\% \times$

3) = 2,85, sehingga dapat dihitung nilai X_L sebagai berikut:

$$X_L = \frac{1,72 \Omega}{2,85} = 0,21 \Omega$$

Maka nilai L menurut persamaan 2.21 adalah

$$L = \frac{0,21 \Omega}{(2)(3,14)(50)} = 0,66 \text{ mH}$$

- d. Menentukan nilai resistansi R pada filter.

Untuk mencari nilai R, selain mengetahui nilai X_n , maka yang perlu diketahui adalah nilai faktor kualitas Q dari filter. Untuk nilai X_n didapatkan dengan mengalikan orde harmonisa yang akan difilter dengan nilai reaktansi induktor, sedangkan untuk nilai Q dapat ditentukan sendiri. Namun, pada umumnya nilai Q berkisar antara 40 - 80. Pada penelitian ini, dipilih nilai Q sebesar 80 karena semakin besar nilai Q, maka kualitas filter juga semakin baik. Sesuai dengan persamaan 2.22, nilai resistansi R pada filter adalah :

$$R = \frac{0,21 \Omega \times 3}{80} = 7,87 \text{ m}\Omega$$

4.5.2. Perancangan Filter Untuk Fasa S Transformator

Pada tabel 4.3 telah ditunjukkan bahwa pada fasa S transformator nilai harmonisa yang melebihi standar. Cara mendapatkan nilai kapasitansi C , induktansi L , dan resistansi R untuk *single tuned passive filter* pada fasa S sama dengan perancangan filter pada transformator pada fasa R.

Berikut perhitungan untuk menentukan spesifikasi komponen filter (C , L , dan R) pada fasa S transformator berdasarkan pada persamaan 2.17 - 2.22.

- a. Menentukan besarnya kompensasi daya reaktif yang diperlukan.

Berdasarkan pada lampiran A, dapat dilihat nilai daya reaktif Q_{VAR} terkecil pada fasa S transformator adalah **23,6 kVAr**. Nilai tersebutlah yang akan digunakan sebagai nilai kompensator pada filter yang akan dirancang. Untuk perbaikan faktor daya dari filter untuk fasa S transformator ini dapat dicari sesuai dengan persamaan 2.17.

Berdasarkan pada lampiran A, diketahui:

$$\text{pf}_1 = 0,933, \text{ sehingga } \varphi = \cos^{-1} 0,933 = \mathbf{21,09^\circ}$$

$$P = 119 \text{ kW}$$

maka:

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{119 \tan 21,09^\circ - 23,6}{119} \right)$$

$$\varphi = \mathbf{10,61^\circ}$$

Dengan nilai kompensator daya reaktif sebesar 22,8 kVAr, didapatkan nilai faktor daya yang baru (pf_2) adalah $\cos 10,61^\circ = 0,982$. Jadi, *single tuned passive filter* ini dapat memperbaiki faktor daya dari yang sebelumnya 0,933 menjadi 0,982 setelah dikompensasi dengan daya reaktif sebesar 22,8 kVAr.

- b. Menentukan nilai kapasitansi C pada filter.
 Nilai C pada filter dapat dihitung menggunakan persamaan 2.18 – 2.19 dengan :

$$Q_{\text{var}} = 23,6 \text{ kVAr}, V = 220 \text{ V dan } f = 50 \text{ Hz.}$$

$$X_C = \frac{220^2}{23,6} = 2,05 \Omega$$

$$C = \frac{1}{(2)(3,14)(50)(2,05)} = 1,55 \text{ mF}$$

- c. Menentukan nilai induktansi L pada filter.
 Pada tabel 4.3 ditunjukkan nilai IHD_i tertinggi pada fasa S transformator ada pada orde ke-3, sehingga orde tersebutlah yang akan di-*tuned*. Untuk penyetulan orde h tersebut harus dikurangi sebesar 5% dari nilai h . Berdasarkan persamaan 2.20, maka nilai h adalah $3 - (5\% \times 3) = 2,85$, sehingga dapat dihitung nilai X_L sebagai berikut :

$$X_L = \frac{2,05 \Omega}{2,85^2} = 0,252 \Omega$$

Maka nilai L menurut persamaan 2.21 adalah

$$L = \frac{0,252 \Omega}{(2)(3,14)(50)} = 0,80 \text{ mH}$$

- d. Menentukan nilai resistansi R pada filter.
Sesuai dengan persamaan 2.22, nilai resistansi R pada filter adalah :

$$R = \frac{0,252 \Omega \times 3}{80} = 9,45 \text{ m}\Omega$$

4.5.3. Perancangan Filter Untuk Fasa T Transformator

Pada tabel 4.4 telah ditunjukkan bahwa pada pada fasa T transformator nilai harmonisa yang melebihi standar. Cara mendapatkan nilai kapasitansi C , induktansi L , dan resistansi R untuk *single tuned passive filter* pada fasa T sama dengan perancangan filter pada transformator fasa R dan S.

Berikut perhitungan untuk menentukan spesifikasi komponen filter (C , L , dan R) pada fasa T transformator berdasarkan pada persamaan 2.17 - 2.22.

- a. Menentukan besarnya kompensasi daya reaktif yang diperlukan.
Berdasarkan pada lampiran A, dapat dilihat nilai daya reaktif Q_{VAr} terkecil pada fasa T

transformator adalah 20,2 kVAr. Nilai tersebutlah yang akan digunakan sebagai nilai kompensator pada filter yang akan dirancang. Untuk perbaikan faktor daya dari filter untuk fasa T transformator ini dapat dicari sesuai dengan persamaan 2.17.

Berdasarkan pada lampiran A, diketahui :

$$\text{pf}_1 = 0,924, \text{ sehingga } \varphi = \cos^{-1} 0,924 = 22,48^\circ$$

$$P = 114,02 \text{ Kw}$$

maka :

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{114,02 \tan 22,48^\circ - 20,2}{114,02} \right)$$

$$\varphi = 13,31$$

Sehingga didapatkan nilai faktor daya yang baru (pf_2) adalah $\cos 13,31^\circ = 0,973$. Jadi, *single tuned passive filter* ini dapat memperbaiki faktor daya dari 0,924 menjadi 0,973.

- b. Menentukan nilai kapasitansi C pada filter.

Nilai C pada filter dapat dihitung menggunakan persamaan 2.18 – 2.19 dengan :

$$Q_{\text{var}} = 20,2 \text{ kVAr}, V_{\text{rated}} = 220 \text{ V dan } f = 50 \text{ Hz.}$$

$$X_c = \frac{220^2}{20,2} = 2,39 \Omega$$

$$C = \frac{1}{(2)(3,14)(50)(2,39)} = 1,33 \text{ mF}$$

- c. Menentukan nilai induktansi L pada filter.
 Pada tabel 4.2 ditunjukkan nilai I_{HD_i} tertinggi pada fasa T transformator ada pada orde ke-3, sehingga orde tersebutlah yang akan di-tune. Untuk penyetelan orde h tersebut harus dikurangi sebesar 5% dari nilai h . Berdasarkan persamaan 2.20, maka nilai h adalah $3 - (5\% \times 3) = 2,85$, sehingga dapat dihitung nilai X_L sebagai berikut :

$$X_L = \frac{2,39\Omega}{2,85^2} = 0,29 \Omega$$

Maka nilai L menurut persamaan 2.20 adalah :

$$L = \frac{0,29 \Omega}{(2)(3,14)(50)} = 0,92 \text{ mH}$$

- d. Menentukan nilai resistansi R pada filter.
 Sesuai dengan persamaan 2.21, nilai resistansi R pada filter adalah :

$$R = \frac{0,29 \Omega \times 3}{80} = 10,87 \text{ m}\Omega$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas dapat dilihat bahwa nilai dari parameter filter harmonisa pada masing-masing fasa berbeda, hal ini dikarenakan kompensasi daya reaktif yang diberikan

pada masing-masing fasa berbeda. Adapun parameter-parameter filter harmonisa masing-masing fasa adalah sebagai berikut:

Tabel 4.8. Spesifikasi Filter Harmonisa

Fasa	Time Orde ke-	Spesifikasi Filter				
		C	X_c	L	X_L	R
R	3	1,85 mF	1,72 Ω	0,66 mH	0,21 Ω	7,87 m Ω
S	3	1,55 mF	2,05 Ω	0,80 mH	0,25 Ω	9,45 m Ω
T	3	1,33 mF	2,39 Ω	0,92 mH	0,29 Ω	10,87 m Ω

Berdasarkan hasil rancangan didapatkan nilai spesifikasi dari *single tuned passive filter* berdasarkan karakteristik nilai arus, tegangan, daya dan faktor daya transformator yang kemudian dilakukan analisa unjuk kerja untuk masing-masing filter harmonisa fasa transformator.

4.6. Analisa Unjuk Kerja dan Batasan Filter

Analisa unjuk kerja filter perlu dilakukan untuk mengetahui apakah spesifikasi dari filter yang telah didapatkan sesuai dengan standar. Standar yang digunakan disesuaikan pada tabel 2.7.

Nilai yang dibandingkan dengan standar pada tabel 2.7 dapat dicari berdasarkan persamaan

2.22 – 2.31. Berikut penjabaran untuk filter pada fasa R transformator:

a. Analisa kerja fundamental filter

1. Impedansi fundamental

$$X_{fund} = |0,21 - 1,72j| = 1,51 \Omega$$

2. Arus fundamental

$$I_{fund} = \frac{220 V}{1,51 \Omega} = 145,69 A$$

3. Tegangan kapasitor

$$V_C = 145,69 A \times 1,72 \Omega = 250,59 V$$

4. Rating kapasitor

$$Q_{fund} = 250,59 V \times 145,69 A = 36,50 kVAR$$

b. Analisa kerja filter pada harmonisa

1. Arus harmonisa total filter

$$I_{Total} = 0,1252 \times \frac{44,22 kVAR}{220 V} = 25,16 A$$

2. Tegangan harmonisa kapasitor

$$V_{ch} = \frac{25,16 A \times 1,72 \Omega}{3} = 14,42 V$$

c. Perhitungan total kerja filter

1. Arus rms total

$$I_{rms} = \sqrt{145,69^2 + 25,16^2} = 147,84 \text{ A}$$

2. Tegangan puncak

$$V = 250,59 + 14,42 = 265,01 \text{ V}$$

3. Tegangan rms

$$V_{rms} = \sqrt{250,59^2 + 14,42^2} = 251 \text{ V}$$

4.

aya reaktif kapasitor total (Q_{Ctotal})

$$Q_{Ctotal} = 147,84 \text{ A} \times 251 \text{ V} = 37,10 \text{ kVar}$$

Dengan persamaan 2.23 – 2.32 seperti fasa R, dilakukan juga perhitungan untuk fasa S dan T untuk total kerja filter. Nilai Total kerja filter untuk masing-masing fasa adalah sebagai berikut:

Tabel 4.9. Total Kerja Filter

Kerja	Fasa		
	R	S	T
Tegangan Puncak (V)	265,01 V	267,19 V	276,7 V
Tegangan RMS (V)	251 V	251,10 V	251,76 V
Arus RMS (A)	147,84 V	124,62 V	109,88 V
Qc (kVAr)	37,10 V	31,29 V	27,66 V

Nilai pada total kerja filter pada masing-masing fasa transformator kemudian dibandingkan dengan batasan kerja filter sesuai standar ANSI/IEEE 18-1992.

Tabel 4.10. Hasil Perbandingan Batasan Kerja Filter

Kerja	Definisi	Limit (%)	Nilai Aktual Filter			Nilai Aktoral Filter (%)		
			Fasa R	Fasa S	Fasa T	Fasa R	Fasa S	Fasa T
Tegangan Puncak	$\frac{V}{V_{rated}}$	120	$\frac{265,01 V}{230 V}$	$\frac{267,19 V}{230 V}$	$\frac{276,7 V}{230 V}$	115,22	116,16	120,74
Tegangan RMS	$\frac{V_{rms}}{V_{rated}}$	110	$\frac{251 V}{230 V}$	$\frac{251,10 V}{230 V}$	$\frac{251,76 V}{230 V}$	109,13	109,17	109,46
Arus RMS	$\frac{I_{rms}}{I_{rated}}$	180	$\frac{147,84 A}{124,62 A}$	$\frac{124,62 A}{122,22 A}$	$\frac{109,88 A}{104,76 A}$	101,46	101,96	104,88
Daya Kapasitor	$\frac{Q_{actual}}{Q_{rated}}$	135	$\frac{37,10 kVA}{28,50 kVA}$	$\frac{31,29 kVA}{20,62 kVA}$	$\frac{27,66 kVA}{26,22 kVA}$	101,64	102,16	105,49

Dari hasil yang ditunjukkan pada tabel 4.10, adapun parameter-parameter dalam batasan kerja filter yaitu tegangan puncak, tegangan rms, arus rms dan daya kapasitor. Dari tabel tersebut dapat dilihat tidak ada nilai kerja yang melebihi batas

standar yang telah ditentukan. Oleh sebab itu, *single tuned passive filter* yang telah dirancang layak untuk digunakan. Adapun perbandingan dari batasan kerja dilter ini juga digunakan untuk mencegah terjadinya kerusakan pada filter dan memperpanjang umur dari filter tersebut, apakah filter tersebut sudah sesuai dengan batasan kerjanya.

4.7. Menghitung Nilai Arus Harmonisa Setelah Pemasangan Filter

Dari hasil pembahasan sebelumnya telah didapatkan spesifikasi komponen *single tuned passive filter* dan telah dianalisis unjuk kerja serta kelayakannya filter tersebut, selanjutnya akan dihitung kemampuan filter untuk mereduksi nilai arus pada orde harmonisa yang difilter. Nilai arus orde harmonisa yang difilter berdasarkan hasil pengukuran pada fasa R, S dan T transformator.

Untuk menghitung nilai arus harmonisa setelah pemasangan filter, perlu diketahui terlebih dahulu nilai resistansi dan reaktansi hubung singkat transformator. Untuk nilai resistansi dan reaktansi hubung singkat tersebut dapat dihitung berdasarkan persamaan 2.33 – 2.35.

1. Nilai impedansi hubung singkat sistem(Ω) :

$$Z_{hs} = \frac{0,4 \text{ kV} \times 1000}{\sqrt{3} \times 1443,37 \text{ A}}$$

$$Z_{hs} = 0,16 \Omega$$

2. Nilai reaktansi hubung singkat sistem (Ω) :

$$X_{hs} = 0,05 \times \frac{400^2 V}{1000 kVA}$$
$$X_{hs} = 0,008 \Omega$$

3. Nilai resistansi hubung singkat sistem (Ω) :

$$R_{hs} = \sqrt{(0,16)^2 - (0,008)^2} \Omega$$
$$R_{hs} = 0,159 \Omega$$

4.7.1. Nilai Arus Harmonisa Fasa R Transformator Setelah Pemasangan Filter

Untuk menghitung pengurangan nilai arus pada fasa R transformator setelah pemasangan filter dapat dihitung menggunakan persamaan 2.36 - 2.41.

a. Menghitung nilai reaktansi L dan C pada orde harmonisa yang difilter

Untuk nilai reaktansi L pada orde harmonisa ke-3 adalah sebagai berikut :

$$X_{L(3)} = 3 \times 0,21 \Omega$$
$$X_{L(3)} = 0,63 \Omega$$

Sedangkan untuk nilai C adalah :

$$X_{C(3)} = \frac{1,72 \Omega}{3}$$
$$X_{C(3)} = 0,57 \Omega$$

- b. Menghitung nilai resistansi dan reaktansi hubung singkat orde ke-3 pada sistem. Untuk nilai resistansi $R_{hs(1)} = R_{hs(3)} = 0,159 \Omega$, sedangkan untuk nilai reaktansi hubung singkat pada harmonisa orde ke-3 transformator adalah sebagai berikut :

$$X_{hst(3)} = 3 \times 0,008 \Omega$$

$$X_{hst(3)} = 0,024 \Omega$$

- c. Menghitung nilai impedansi Z hubung singkat sistem pada harmonisa orde ke-3.

$$Z_{hs(3)} = \sqrt{(0,159)^2 + 0,024^2} \Omega$$

$$Z_{hs(3)} = 0,16 \Omega$$

- d. Menghitung jumlah nilai arus harmonisa pada orde ke-3 yang difilter. Dengan nilai arus harmonisa orde ke-3 adalah 15,5 A (lihat tabel 4.2).

$$I_{f(3)} = \frac{0,16 \Omega}{0,16 \Omega + |0,63 \Omega - 0,57 \Omega|} \times 15,5 A$$

$$I_{f(3)} = 11,27 A$$

- e. Sehingga didapatkan nilai arus harmonisa pada orde ke-3 setelah pemasangan filter adalah :

$$I_{3(new)} = (15,5 - 11,27) A = 4,23 A$$

4.7.2. Nilai Arus Harmonisa Fasa S Transformator Setelah Pemasangan Filter

- a. Menghitung nilai reaktansi L dan C pada orde harmonisa yang difilter

Untuk nilai reaktansi L pada orde harmonisa ke-3 adalah sebagai berikut:

$$X_{L(3)} = 3 \times 0,25 \, \Omega$$

$$X_{L(3)} = 0,75 \, \Omega$$

Sedangkan untuk nilai C adalah :

$$X_{C(3)} = \frac{2,05 \, \Omega}{3}$$

$$X_{C(3)} = 0,68 \, \Omega$$

- b. Menghitung nilai resistansi dan reaktansi hubung singkat orde ke-3 pada sistem. Untuk nilai resistansi $R_{hs(1)} = R_{hs(3)} = 0,159 \, \Omega$, sedangkan untuk nilai reaktansi hubung singkat pada harmonisa orde ke-3 transformator adalah sebagai berikut:

$$X_{hst(3)} = 3 \times 0,008 \, \Omega$$

$$X_{hst(3)} = 0,024 \, \Omega$$

- c. Menghitung nilai impedansi Z hubung singkat sistem pada harmonisa orde ke-3.

$$Z_{hs(3)} = \sqrt{(0,159)^2 + 0,024^2} \Omega$$

$$Z_{hs(3)} = 0,16 \Omega$$

- d. Menghitung jumlah nilai arus harmonisa pada orde ke-3 yang difilter. Dengan nilai arus harmonisa orde ke-3 adalah 13,8 A (lihat tabel 4.3).

$$I_{f(3)} = \frac{0,16 \Omega}{0,16 \Omega + |0,75 \Omega - 0,68 \Omega|} \times 13,8 A$$

$$I_{f(3)} = 9,6 A$$

- e. Sehingga didapatkan nilai arus harmonisa pada orde ke-3 setelah pemasangan filter adalah:

$$I_{3(new)} = (13,8 - 9,6) A = 4,2 A$$

4.7.3. Nilai Arus Harmonisa Fasa T Transformator Setelah Pemasangan Filter

- a. Menghitung nilai reaktansi L dan C pada orde harmonisa yang difilter
Untuk nilai reaktansi L pada orde harmonisa ke-3 adalah sebagai berikut:

$$X_{L(3)} = 3 \times 0,29 \Omega$$

$$X_{L(3)} = 0,87 \Omega$$

Sedangkan untuk nilai C adalah :

$$X_{C(3)} = \frac{2,39 \Omega}{3} = 0,79 \Omega$$

- b. Menghitung nilai resistansi dan reaktansi hubung singkat orde ke-3 pada sistem. Untuk nilai resistansi $R_{hs(1)} = R_{hs(3)} = 0,159 \Omega$, sedangkan untuk nilai reaktansi hubung singkat pada harmonisa orde ke-3 transformator adalah sebagai berikut:

$$X_{hs(3)} = 3 \times 0,008 \Omega$$

$$X_{hs(3)} = 0,024$$

- c. Menghitung nilai impedansi Z hubung singkat sistem pada harmonisa orde ke-3.

$$Z_{hs(3)} = \sqrt{(0,159)^2 + 0,024^2} \Omega$$

$$Z_{hs(3)} = 0,16 \Omega$$

- d. Menghitung jumlah nilai arus harmonisa pada orde ke-3 yang difilter. Dengan nilai arus harmonisa orde ke-3 adalah 20,8 A (lihat tabel 4.4).

$$I_{f(3)} = \frac{0,16 \Omega}{0,16 \Omega + |0,87 \Omega - 0,79 \Omega|} \times 20,8 A$$

$$I_{f(3)} = 13,86 A$$

- e. Sehingga didapatkan nilai arus harmonisa pada orde ke-3 setelah pemasangan filter adalah :

$$I_{3(\text{new})} = (20,8 - 13,86) \text{ A} = 6,94 \text{ A}$$

4.8. Menghitung Nilai IHD_i dan THDi Setelah Pemasangan Filter

Setelah diketahui nilai arus harmonisa berkurang setelah pemasangan filter, maka dapat diketahui pengurangan persentase IHD_i dan THDi setelah pemasangan filter tersebut. Persentase THDi berkurang disebabkan oleh nilai arus pada orde harmonisa yang difilter berkurang. Untuk menghitung persentase IHD_i dan THDi setelah pemasangan filter dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 2.2 dan 2.4.

4.8.1. Nilai IHD_i dan THDi Fasa R Transformator Setelah Pemasangan Filter

Pada hasil pengukuran dan perhitungan sebelumnya didapatkan nilai THDi fasa R transformator adalah 5,77%. Untuk nilai IHD_i, THDi setelah pemasangan filter dapat dilihat pada perhitungan berikut:

1. Nilai IHD_i

Berdasarkan persamaan 2.2, maka nilai IHD_i orde ke-3 setelah pemasangan filter adalah :

$$IHD_i = \frac{4,23 \text{ A}}{337,7 \text{ A}} = 1,25 \%$$

Nilai I_{HD_i} tersebut berkurang dari 4,58 % menjadi 1,25 %.

2. Nilai THDi

Diketahui sebelumnya pada tabel 4.2 nilai I_1 adalah 337,7 A. Maka nilai hasil penjumlahan semua orde harmonisa dapat dihitung berdasarkan pada persamaan 2.4.

$$\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2 = (5,77\% \times 337,7 A)^2 = 379,67 A$$

Setelah pemasangan filter nilai arus harmonisa pada orde ke-3 berkurang dari 15,5 A menjadi 4,23 A, sehingga nilai $\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2$ adalah :

$$\begin{aligned} \sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2 &= (379,67 A - 15,5^2 A) + (4,23^2 A) \\ &= 157,31 A \end{aligned}$$

Maka didapatkan nilai THD setelah pemasangan filter sebagai berikut :

$$\begin{aligned} THD &= \frac{\sqrt{157,31 A}}{337,7 A} \times 100\% \\ THD &= 3,71\% \end{aligned}$$

Jadi, dengan memasang satu buah *single tuned passive filter* pada fasa R transformator untuk *tune* orde harmonisa ke-3 dapat mengurangi nilai IHD_i dari 4,58% menjadi 1,25% dan THD dari 5,77 % menjadi 3,71 %. Nilai tersebut sudah sesuai dengan standar yang ditetapkan pada *IEEE Standard 519-1992*. Oleh sebab itu, pada fasa R transformator cukup dipasang satu buah *single tuned passive filter*.

4.8.2. Nilai IHD_i dan THD_i Fasa S Transformator Setelah Pemasangan Filter

Pada hasil pengukuran dan perhitungan sebelumnya didapatkan nilai THD_i fasa S transformator adalah 6,09%. Untuk nilai IHD_i dan THD_i setelah pemasangan filter dapat dilihat pada perhitungan berikut:

1. Nilai IHD_i

Berdasarkan persamaan 2.2, maka nilai IHD_i orde ke-3 setelah pemasangan filter adalah:

$$IHD_i = \frac{4,2 \text{ A}}{257,8 \text{ A}} = 1,62 \%$$

Nilai IHD_i tersebut berkurang dari 5,36 % menjadi 1,62 %.

2. Nilai THDi

Diketahui sebelumnya pada tabel 4.3 nilai I_1 adalah 257,8 A. Maka nilai hasil penjumlahan semua orde harmonisa dapat dihitung berdasarkan pada persamaan 2.6.

$$\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2 = (6,09\% \times 257,8 A)^2 = 246,49 A$$

Setelah pemasangan filter nilai arus harmonisa pada orde ke-3 berkurang dari 13,8 A menjadi 4,2 A, sehingga nilai $\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2$ adalah :

$$\begin{aligned} \sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2 &= (246,49 A - 13,8^2 A) + (4,2^2 A) \\ &= 74,45 A \end{aligned}$$

Maka didapatkan nilai THD setelah pemasangan filter sebagai berikut:

$$\begin{aligned} THD &= \frac{\sqrt{74,45 A}}{257,8 A} \times 100\% \\ THD &= 3,34\% \end{aligned}$$

Jadi, dengan memasang satu buah *single tuned passive filter* pada fasa S transformator untuk *tune* orde harmonisa ke-3 dapat mengurangi nilai IHD_i dari 5,36 % menjadi 1,62 % dan THD dari 6,09 %

menjadi 3,34 %. Nilai tersebut sudah sesuai dengan standar yang ditetapkan pada *IEEE Standard 519-1992*. Oleh sebab itu, pada fasa S transformator cukup dipasang satu buah *single tuned passive filter*.

4.8.3. Nilai IHD_i dan THDi Fasa T Transformator Setelah Pemasangan Filter

Pada hasil pengukuran dan perhitungan sebelumnya didapatkan nilai THDi fasa T transformator adalah 8,68 %. Untuk nilai IHD_i dan THDi setelah pemasangan filter dapat dilihat pada perhitungan berikut:

1. Nilai IHD_i

Berdasarkan persamaan 2.2, maka nilai IHD_i orde ke-3 setelah pemasangan filter adalah :

$$IHD_i = \frac{6,94 \text{ A}}{274,2 \text{ A}} = 2,53 \%$$

Nilai IHD_i tersebut berkurang dari 7,59 % menjadi 2,53 %.

2. Nilai THDi

Diketahui sebelumnya pada 4.4 nilai I₁ adalah 274,2 A. Maka nilai hasil penjumlahan semua orde harmonisa dapat dihitung berdasarkan pada persamaan 2.6.

$$\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2 = (8,68 \% \times 274,2 A)^2 = 566,46 A$$

Setelah pemasangan filter nilai arus harmonisa pada orde ke-3 berkurang dari 20,8 A menjadi 4,2 A, sehingga nilai $\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2$ adalah :

$$\begin{aligned} \sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2 &= (566,46 A - 20,8^2 A) + (4,29^2 A) \\ &= 152,22 A \end{aligned}$$

Maka didapatkan nilai THD setelah pemasangan filter sebagai berikut :

$$\begin{aligned} THD &= \frac{\sqrt{152,22 A}}{257,8 A} \times 100\% \\ THD &= 4,78\% \end{aligned}$$

Jadi, dengan memasang satu buah *single tuned passive filter* pada fasa T transformator untuk *tune* orde harmonisa ke-3 dapat mengurangi nilai IHD_i dari 7,59% menjadi 2,53 % dan THD_i dari 8,68 % menjadi 4,78 %. Nilai tersebut sudah sesuai dengan standar yang ditetapkan pada *IEEE Standard 519-1992*.

4.9. Perhitungan Faktor-k dan *derating* masing-masing fasa transformator setelah dilakukan pemasangan filter

Adapun nilai faktor-k dan *derating* setelah pemasangan filter sebagai berikut:

Tabel 4.11. Faktor-k dan *derating* pada fasa R setelah pemasangan filter

H	i_k	i_k^2	$i_k^2 h^2$	$\sum i_k^2 h^2 / \sum i_k^2$	$D = \frac{1.15}{1 + 0.15 K}$
1	337,7	114041,29	114041,29	1,046	0,9939
3	4,23	17,89	161,03		
5	9,8	96,04	2401		
7	3,7	13,69	670,81		
9	4,5	20,25	1640,25		
11	1,4	1,96	237,16		
13	1,3	1,69	285,61		
15	0,4	0,16	36		
17	0,2	0,04	11,56		
19	0,3	0,09	32,49		

Tabel 4.12. Faktor-k dan *derating* pada fasa S setelah pemasangan filter

II	i_n	i_n^2	$i_n^2 h^2$	$\sum i_n^2 h^2 / \sum i_n^2$	$D = \frac{1.15}{1 + 0.15 K}$
1	257,8	66460,84	66460,84	1,054	0,9929
3	4,2	17,64	158,76		
5	4,9	24,01	600,25		
7	2,6	6,76	331,24		
9	3,4	11,56	936,36		
11	2,9	8,41	1017,61		
13	1,6	2,56	432,64		
15	0,5	0,25	56,25		
17	0,7	0,49	141,61		
19	0,3	0,09	32,49		

Tabel 4.13. Faktor-k dan *derating* pada fasa T setelah pemasangan filter

H	t_h	t_h^2	$t_h^2 h^2$	$\sum t_h^2 h^2 / \sum t_h^2$	$D = \frac{1.15}{1+0.15K}$
1	274,2	75185,64	75185,64	1,084	0,9891
3	6,94	48,16	433,44		
5	8,3	68,89	1722,25		
7	2,4	5,76	282,24		
9	6	36	2916		
11	2,2	4,84	585,64		
13	1,6	2,56	432,64		
15	0,7	0,49	110,25		
17	0,3	0,09	26,01		
19	0,1	0,01	3,61		

4.10. Perhitungan *derating* pada transformator setelah dilakukan pemasangan filter

Dari perhitungan nilai faktor-k dapat dilihat nilai faktor-k pada masing-masing fasa transformator akibat harmonisa pada transformator distribusi di UIN Suska, dari perhitungan diatas juga didapat diketahui penurunan kapasitas pada transformator pada setiap fasanya sebesar:

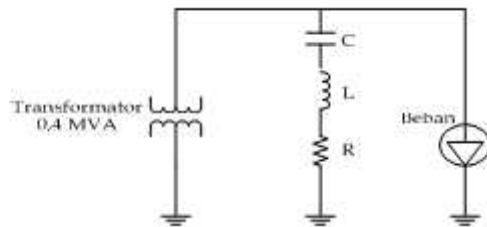
$$\text{Fasa R} = \frac{100 - 99,39}{100} \times 100\% = 0,61 \%$$

$$\text{Fasa S} = \frac{100 - 99,29}{100} \times 100\% = 0,71 \%$$

$$\text{Fasa T} = \frac{100 - 98,91}{100} \times 100\% = 1,09 \%$$

4.11. Menghitung Nilai Losses Transformator Setelah Pemasangan Filter

Perhitungan nilai *losses* transformator akibat harmonisa setelah pemasangan filter sama seperti menghitung *losses* sebelum pemasangan filter. Nilai *losses* akan berkurang akibat arus harmonisa yang direduksi oleh filter yang telah dirancang pada orde 3 (tiga) masing-masing fasa transformator. Selain mereduksi nilai orde harmonisa, *single tuned passive filter* yang dipasang juga merupakan beban yang menyerap daya dari sistem. Hal ini tentu akan menyebabkan *losses* dari pemasangan filter tersebut.



Gambar 4.1. Rangkaian pemasangan *single tuned passive filter*

4.11.1. Nilai Losses Akibat Penyerapan Daya Oleh Filter

1. Daya yang diserap oleh filter pada fasa R transformator dengan persamaan 2.42.

$$P = 145,69^2 A \times 0,00787 \Omega$$

$$P = 0,167 \text{ kW}$$

Nilai P tersebut merupakan *losses* akibat dari pemasangan filter dengan 145,69 A adalah arus fundamental filter dan 7,87 m Ω merupakan nilai resistansi filter. Besarnya faktor daya filter dengan X_{fund} adalah 1,51 Ω dapat dihitung dengan persamaan 2.43 – 2.45.

$$Q = 145,69^2 A \times 1,51 \Omega$$

$$Q = 32,05 \text{ kVAr}$$

sehingga :

$$S = \sqrt{0,167^2 + 32,05^2}$$

$$S = 32,05 \text{ kVA}$$

maka didapatkan faktor daya pada filter :

$$pf = \frac{0,167 \text{ kW}}{32,05 \text{ kVA}}$$

$$pf = 0,0052$$

Pada filter fasa R transformator ini daya reaktif sebesar 28 kVAr merupakan daya yang digunakan kapasitor untuk mengkompensasi daya reaktif pada sistem. Sehingga *losses* pada filter didapat dengan persamaan 2.45 sebagai berikut:

$$\text{losses akibat filter} =$$

$$(\sqrt{(32,05 \text{ kVAr} - 28 \text{ kVAr})^2 + (0,0167 \text{ kW})^2}) \times (0,00$$

$$losses \text{ akibat filter} = 0,021 \text{ kW}$$

2. Daya yang diserap oleh filter pada fasa S transformator.

$$P = 122,90^2 \text{ A} \times 0,00945 \Omega$$

$$P = 0,142 \text{ kW}$$

Nilai P tersebut merupakan *losses* akibat dari pemasangan filter dengan 122,90 A adalah arus fundamental filter dan 9,45 m Ω merupakan nilai resistansi filter. Besarnya faktor daya filter dengan X_{fund} adalah 1,79 Ω dapat dihitung sebagai berikut:

$$Q = 122,90^2 \text{ A} \times 1,79 \Omega$$

$$Q = 27,03 \text{ kVAr}$$

sehingga :

$$S = \sqrt{0,142^2 + 27,03^2}$$

$$S = 27,03 \text{ kVA}$$

maka didapatkan faktor daya pada filter :

$$pf = \frac{0,142 \text{ kW}}{27,03 \text{ kVA}}$$

$$pf = 0,0052$$

Pada filter fasa S transformator ini daya reaktif sebesar 23,6 kVAr merupakan daya yang

digunakan kapasitor untuk mengkompensasi daya reaktif pada sistem, sehingga *losses* pada filter adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} & \text{losses akibat filter} \\ &= \left(\sqrt{(27,03 \text{ kVAr} - 23,6 \text{ kVAr})^2 + (0,142 \text{ kW})^2} \right) \times (0,0052) \\ & \text{losses akibat filter} = 0,017 \text{ kW} \end{aligned}$$

3. Daya yang diserap oleh filter pada fasa T transformator,

$$\begin{aligned} P &= 104,76^2 \text{ A} \times 0,01087 \Omega \\ P &= 0,119 \text{ kW} \end{aligned}$$

Nilai P tersebut merupakan *losses* akibat dari pemasangan filter dengan 104,76 A adalah arus fundamental filter dan 10,87 m Ω merupakan nilai resistansi filter. Besarnya faktor daya filter dengan X_{fund} adalah 2,1 Ω dapat dihitung sebagai berikut.

$$\begin{aligned} Q &= 104,76^2 \text{ A} \times 2,1 \Omega \\ Q &= 23,04 \text{ kVAr} \end{aligned}$$

sehingga :

$$\begin{aligned} S &= \sqrt{0,119^2 + 23,04^2} \\ S &= 23,04 \text{ kVA} \end{aligned}$$

maka didapatkan faktor daya pada filter :

$$\begin{aligned} pf &= \frac{0,119 \text{ kW}}{23,04 \text{ kVA}} \\ pf &= 0,0051 \end{aligned}$$

Pada filter fasa T transformator ini daya reaktif sebesar 20,2 kVAr merupakan daya yang digunakan kapasitor untuk mengkompensasi daya reaktif pada sistem, sehingga *losses* pada filter adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} & \text{losses akibat filter} \\ &= \left(\sqrt{(23,04 \text{ kVAr} - 20,2 \text{ kVAr})^2 + (0,119 \text{ kW})^2} \right) \times (0,0051) \\ & \text{losses akibat filter} = \mathbf{0,041 \text{ kW}} \end{aligned}$$

4.11.2. Nilai *Losses* Fasa R Transformator Setelah Pemasangan Filter

Seperti yang telah dijelaskan pada sub-bab 4.4 nilai *losses* fasa R akibat harmonisa adalah sebesar **2,14 kW**. Setelah pemasangan filter, nilai arus pada harmonisa ke-3 berkurang dan akan menurunkan *losses* yang terjadi. Nilai arus (dalam *pu*) orde ke-3 sebelum pemasangan filter adalah 0,0458. Setelah pemasangan filter nilai arus (dalam *pu*) tersebut menjadi 0,0123. Sehingga nilai *losses* setelah pemasangan filter menjadi:

$$\begin{aligned} P_{LL}(\text{pu}) &= (0,001376) + (0,0483) (0,01)^2 = 0,001859 \\ & \text{pu} \\ P_{LL}(\text{kW}) &= P_{\text{base}} \times 0,001859 \text{ pu} \\ P_{LL} &= 537,51 \text{ kW} \times 0,001859 = \mathbf{0,99 \text{ kW}} \end{aligned}$$

Jadi, dengan memasang 1 buah filter pada fasa R transformator dapat menurunkan *losses* akibat harmonisa sebesar **1,15 kW**.

4.11.3. Nilai *Losses* Fasa S Transformator Setelah Pemasangan Filter

Seperti yang telah dijelaskan pada sub-bab 4.4 nilai *losses* fasa S tersebut akibat harmonisa adalah sebesar **2,42 kW**. Akibat pemasangan filter, nilai arus pada harmonisa orde ke-3 berkurang dan akan menurunkan *losses* yang terjadi. Nilai arus (dalam *pu*) orde ke-3 sebelum pemasangan filter adalah 0,0536. Setelah pemasangan filter nilai arus (dalam *pu*) tersebut menjadi 0,0162. Sehingga nilai *losses* setelah pemasangan filter menjadi:

$$P_{LL}(pu) = (0,0011) + (0,0559) (0,01) = 0,001659 \text{ pu}$$

$$P_{LL}(kW) = P_{base} \times 0,001659 \text{ pu}$$

$$P_{LL} = 537,51 \text{ kW} \times 0,001659 = \mathbf{0,89 \text{ kW}}$$

Jadi, dengan memasang 1 buah filter pada fasa S transformator dapat menurunkan *losses* akibat harmonisa sebesar **1,53 kW**.

4.11.4. Nilai *Losses* Fasa T Transformator Setelah Pemasangan Filter

Nilai *losses* fasa T transformator akibat harmonisa adalah sebesar **4,77 kW**. Setelah pemasangan filter, nilai arus pada harmonisa orde ke-3 berkurang dan akan mereduksi nilai *losses*

yang terjadi. Nilai arus (dalam *pu*) orde ke-3 sebelum pemasangan filter adalah 0,0759. Setelah pemasangan filter nilai arus (dalam *pu*) tersebut menjadi 0,0253. Sehingga nilai *losses* setelah pemasangan filter menjadi:

$$P_{LL}(pu) = (0,0024) + (0,0872) (0,01) = 0,003272 \text{ pu}$$

$$P_{LL}(kW) = P_{base} \times 0,003272 \text{ pu}$$

$$P_{LL} = 537,51 \text{ kW} \times 0,003272 = 1,76 \text{ kW}$$

Dengan memasang 1 buah filter pada fasa T transformator 2 dapat mengurangi *losses* transformator akibat harmonisa sebesar **3,01 kW**.

Sehingga nilai total *losses* transformator setelah pemasangan filter adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Total losses} &= \text{Losses tanpa beban} \\ &\quad + \text{losses akibat harmonisa pada fasa R} \\ &\quad + \text{losses pada filter fasa R} \\ &\quad + \text{losses akibat harmonisa pada fasa S} \\ &\quad + \text{losses pada filter fasa S} \\ &\quad + \text{losses akibat harmonisa} \\ &\quad \text{pada fasa T} + \text{losses pada filter fasa T} \\ \text{Total losses} &= 1,1 \text{ kW} + 0,99 \text{ kW} + 0,021 \text{ kW} + \\ &\quad 0,89 \text{ kW} + 0,017 \text{ kW} + 1,76 \\ &\quad \text{kW} + 0,041 \text{ kW} \\ \text{Total losses} &= 4,81 \text{ kW} \end{aligned}$$

Setelah dilakukan pemasangan filter, didapat total losses nya sebesar 4,81 kW dimana sebelum dilakukan pemasangan filter total losses yang terjadi sebesar 10,43 kW.

4.12. Analisa IHDi dan THDi Setelah Pemasangan Filter

Setelah dilakukan pemasangan *Single Tuned Passive Filter* masing-masing fasa pada satu orde harmonisa tertinggi yaitu pada orde ke-3 harmonisa. Didapatkan pengurangan harmonisa yang terjadi baik itu IHDi pada orde-3 maupun nilai THDi pada masing-masing fasa transformator. Adapun pengurangan nilai harmonisa setelah pemasangan filter adalah sebagai berikut:

Tabel 4.14. Harmonisa Setelah Pemasangan Filter

Fasa	Arus (A)		IHD (%)		THD (%)	
	Sebelum difilter	Sesudah difilter	Sebelum difilter	Sesudah difilter	Sebelum difilter	Sesudah difilter
R	15,5	4,73	4,58	1,75	5,77	3,71
S	15,8	4,2	5,36	1,62	6,09	3,34
T	20,8	6,94	7,59	2,53	8,68	4,78

Dari tabel 4.14 dapat dilihat nilai harmonisa yang terjadi sebelum dan setelah pemasangan *single tuned passive filter* pada trafo distribusi 1000 kVA

Uin Suska Riau. Dimana sebelum dilakukan pemasangan filter nilai harmonisa masing-masing fasa melebihi standar IEEE 519-1992, dan setelah dilakukan pemasangan filter nilainya sudah sesuai dengan standar yang ditetapkan dan hanya membutuhkan satu *single tuned passive filter* untuk mereduksi nilai harmonisa yang terjadi pada masing-masing fasa transformator.

4.13. Analisa faktor-k dan *derating* setelah pemasangan filter

Setelah dilakukan pemasangan filter nilai dari faktor-k dan *derating* yang terjadi pada transformator menjadi berkurang, berikut tabel dari faktor-k dan *derating* pada transformator sebelum dan setelah dilakukan pemasangan filter.

Tabel 4.15. Faktor-k dan *Derating* Transformator

Fasa	Faktor-k Transformator		Derating Transformator	
	Sebelum pemasangan filter	Setelah Pemasangan Filter	Sebelum Pemasangan filter	Setelah pemasangan filter
R	1.062	1.046	0.61%	0.61%
S	1.075	1.054	0.97%	0.71%
T	1.124	1.084	1.60%	1.09%

Suatu beban linier pada transformator dinyatakan nilai faktor-k nya adalah 1. Dari tabel

diatas dapat dilihat pada masing-masing fasa transformator nilai faktor-k nya melebihi 1 yang mengindikasikan beban non linier yang terjadi pada masing-masing fasa transformator. Setelah dilakukan pemasangan filter nilai dari faktor-k pada masing-masing fasa transformator berkurang yang membuat pemanasan yang terjadi pada transformator juga ikut berkurang yang diakibatkan oleh arus harmonisa. Begitu juga dengan nilai dari *derating* yang terjadi pada transformator pada masing-masing fasa menjadi berkurang setelah dilakukan pemasangan filter.

Dari tabel tersebut dapat dilihat terjadi penurunan dari nilai faktor-k yang terjadi pada masing-masing fasa transformator. Pada fasa R sebelum dilakukan pemasangan filter nilainya yaitu 1,062 dan setelah dilakukan pemasangan filter nilai faktor-k menjadi 1,046, pada fasa S sebelum dilakukan pemasangan filter nilainya yaitu 1,075 dan setelah dilakukan pemasangan filter nilai faktor-k menjadi 1,054 serta pada fasa T sebelum dilakukan pemasangan filter nilainya 1,124 dan setelah dilakukan pemasangan filter nilai faktor-k menjadi 1,084.

Setelah dilakukan pemasangan filter, *derating* yang terjadi pada transformator pada masing-masing fasa transformator nilainya menjadi berkurang dimana pada fasa R sebelumnya nilai *derating* yang terjadi yaitu sebesar 0,81 % berkurang menjadi 0,61%. Pada fasa S

sebelumnya nilai *derating*nya sebesar 0,97 % dan setelah dilakukan pemasangan filter nilainya menjadi 0,71 %. Sedangkan pada fasa T sebelumnya nilai *derating* yang terjadi yaitu sebesar 1,77 % dan setelah dilakukan pemasangan filter nilainya menjadi 1,09 %.

4.14. Analisa Penghematan Energi Setelah Pemasangan Filter

Dari pembahasan sebelumnya diketahui berkurangnya *losses* akibat harmonisa setelah pemasangan filter, hal tersebut juga akan meningkatkan penghematan energi. Semakin besar nilai *losses* yang terjadi maka semakin besar juga pengeluaran yang terjadi.

Berdasarkan pembahasan sebelumnya kita dapat melihat lebih jelas bagaimana kemampuan *single tuned passive filter* untuk mereduksi harmonisa arus. Terlihat jelas bahwa *single tuned passive filter* ini sangat efektif untuk mereduksi harmonisa dan *losses* yang disebabkan harmonisa tersebut.

Salah satu hal yang juga merupakan pertimbangan untuk pemasangan filter seperti yang telah disebutkan adalah kemampuan filter untuk menghemat energi listrik. Kemampuan tersebut dapat dianalisa dari kemampuan filter mengurangi *losses* akibat harmonisa pada transformator.

Besarnya penghematan setelah pemasangan filter dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$\%saving = \left(1 - \frac{Losses\ sesudah\ difilter}{Losses\ sebelum\ difilter}\right) \times 100$$

Tabel 4.16. Penghematan Energi Setelah Pemasangan Filter

Fasa	Losses Daya (kW)		Saving (%)
	Sebelum difilter	Sesudah difilter	
R	2,14	0,99	53,7
S	2,42	0,89	63,2
T	4,77	1,76	63,1
Total	9,59	3,89	59,4

Berdasarkan Tabel 4.16 tersebut dapat dilihat penghematan yang terjadi setelah dilakukan pemasangan filter harmonisa, dimana sebelum dilakukan pemasangan filter harmonisa yang terjadi akan menghasilkan total *losses* sebesar 9,59 kW dan setelah dilakukan pemasangan filter *losses* berkurang menjadi 3,89 kW dengan persentase penghematan yang terjadi sebesar 59,4 %.

4.15. Rekomendasi

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan bahwa diketahui harmonisa yang terjadi pada transformator 1000 kVA UIN suska Riau melebihi nilai standar *IEEE Standard 519-1992*. Seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya harmonisa pada

transformator akan berdampak pada faktor-k, *derating* dan terutama nilai *losses*.

Orde harmonisa yang melebihi standar hanya terjadi pada satu orde yaitu orde ketiga harmonisa, oleh karena itu filter yang sesuai untuk mereduksi nilai harmonisa tersebut adalah *single tuned passive filter*. Pada penelitian ini didapatkan hasil perancangan *single tuned passive filter* pada masing-masing fasa transformator berdasarkan karakteristik arus, tegangan, daya dan faktor daya. Dari penelitian ini dapat diketahui bahwa dengan melakukan pemasangan *single tuned passive filter* dapat mereduksi nilai harmonisa dan menurunkan nilai faktor-k, *derating* serta *losses* pada transformator distribusi. Selain itu *single tuned passive filter* ini juga dapat menaikkan faktor daya dan membuat kapasitas dari daya aktif akan naik pula.

Oleh karna itu dianjurkan kepada pihak UIN Suska atau Teknisi UIN Suska, dalam pembuatan filter harmonisa berdasarkan spesifikasi yang telah dijelaskan sebelumnya untuk meminimalisir atau mereduksi nilai harmonisa yang terjadi pada transformator distribusi. Diharapkan dengan pembuatan filter tersebut dapat meningkatkan performansi dari transformator, meminimalisir rugi-rugi yang terjadi yang diakibatkan oleh harmonisa. Dimana hal tersebut akan berdampak pada penghematan energi yang terjadi, karena semakin besar nilai *losses* yang terjadi maka

semakin besar pula pengeluaran yang terjadi. Dengan mengaplikasikan *single tuned passive filter* pada masing-masing fasa transformator, dapat mengurangi biaya tagihan listrik

BAB V

PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Kesimpulan dari hasil pembahasan mengenai perancangan *single tuned passive filter* terhadap harmonisa pada transformator distribusi di UIN Suska Riau adalah sebagai berikut:

1. Dari hasil pengukuran nilai IHDi yang melebihi *IEEE Standard 519-1992* hanya terjadi pada satu orde yaitu orde ke-3 harmonisa, oleh karna itu dilakukan perancangan *single tuned passive filter* untuk mereduksi nilai orde harmonisa yang tertinggi pada orde ke-3.
2. Nilai IHDi yang terjadi setelah pemasangan filter pada masing-masing fasa tereduksi dimana pada fasa R nilai IHDi-nya dari 4,58 % menjadi 1,25 % , fasa S dari 5,36 % menjadi 1,62 % dan fasa T dari 7,59 % menjadi 2,53 %. Begitu juga dengan nilai THDi yang terjadi dimana pada fasa R nilai THDi-nya dari 5,77 % menjadi 3,71 % , pada fasa S dari 6,09 % menjadi 3,34 % dan fasa T dari 8,68 % menjadi 4,78 %.
3. Nilai faktor-k akibat harmonisa setelah pemasangan filter pada fasa R berkurang dari 1,062 menjadi 1,046, pada fasa S dari 1,075 menjadi 1,054 dan fasa T dari 1,136 menjadi 1,084. Begitu juga dengan *derating* yang terjadi pada transformator pada fasa R dari 0,81 %

menjadi 0,61 %, fasa S dari 0,97 menjadi 0,71 % dan fasa T dari 1,77 menjadi 1,09 %.

4. Nilai *losses* akibat harmonisa pada fasa R transformator setelah pemasangan filter berkurang dari 2,14 kW menjadi 0,99 kW. Pada fasa S dari 2,42 kW menjadi 0,89 kW dan fasa T dari 4,77 menjadi 1,76 kW.

5.2. Saran

Dalam penyempurnaan dan pengembangan dari pembahasan ini, langkah selanjutnya yang sebaiknya dilakukan adalah:

1. Melakukan analisa harmonisa terhadap seluruh transformator yang ada di UIN Suska.
2. Mengaplikasikan perancangan *single tuned passive filter* untuk transformator distribusi.

REFERENCE

- [1] Susiono. 1999. *"Kualitas Daya Listrik (Power Quality)"*:Surabaya: Program Studi Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh November.
- [2] Wikipedia. Harmonisa. <http://id.wikipedia.org/wiki/harmonisa> (Diakses 6 November 2016)
- [3] Dugan, C Roger. 2004. *Eletrical Power System Quality*. New York: McGraw-Hill
- [4] Zainal Ahnur. 2016. *"Analisa Pengaruh Pemasangan Single Tuned Passive Filter Terhadap Harmonisa dan Losses Pada Transformator Distribusi Fakultas Teknik Universitas Riau"* Teknik Elektro UIN Suska Riau.
- [5] Faisal Hanif. 2016. *"Analisa Pengaruh Harmonisa Terhadap Faktor-k Transformator Di Fakultas Teknik Universitas Andalas"*. Fakultas Teknik Universitas Andalas
- [6] Eka Rahmat Surbakti. 2013. *"Analisis Pengaruh Harmonisa Terhadap Faktor-k Pada Tranformator"*. Fakultas Teknik Universtas Sumatera Utara
- [7] Heri Sungkowo.2013."*Perancangan Filter Pasif Single Tuned Filter Untuk Mereduksi Harmonisa Pada Beban Non Linier*".Jurnal ELTEK ISSN 1693-4024.
- [8] Hari Prasetijo.2012. *"Analisa Perancangan Filter Pasif Untuk Meredam Harmonik Pada Instalasi*

- Beban Nonlinier*". Techno ISSN 1410 – 8607 Vol. 13 No.1:57-56.
- [9] IEEE Standard 519-1992. "Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power System" IEEE. New York
 - [10] ANSI/IEEE Standard C57.110-1986. 1986 "IEEE Recommended Practices For Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents" IEEE. New York.
 - [11] Das, J.C. 2004. *Passive Filter- Potentialities and Limitations*. IEEE Transactons On Industri Applications Vol. 40 No.1: 234-241
 - [12] Alzari, Bestion.2011. *Rancang Bangun Single Tuned Filter Sebagai Alat Pereduksi Distorsi Harmonik Untuk Karakteristik Beban Rumah Tangga 2200 VA*. Skripsi FT UI. Depok
 - [13] Hioki.3169-20/21. *Clamp On Power Hi Tester*. Hioki EE Corporation
 - [14] Tribuana, Wanhar. 1999. "Pengaruh Harmonik Pada Transformator Distribusi". <http://www.elektroindonesia.com> (Diakses pada 8 Desember 2016)
 - [15] PT. PLN (Persero). 2006. *SPLN D3.002-1 : 2007*. Jakarta Selatan : PT. PLN (Persero)
 - [16] Maurits Albert Paats. 2015. *Manfaat Program Derating Suplai Daya Trafo Distribusi*. Staf Divisi Distribusi IT, PLN Pusat. Jakarta

- [17] U.S. Departement Energy. 1992. *“Doe Fundamentals Handbook Electrical Science. Vol. 3 of 4”*. Washington Dc.

LAMPIRAN A
(Nilai Tegangan, Arus, Daya dan Faktor Daya Transformator)

Tabel A1. Nilai Tegangan, Arus, Daya Aktif Transformator

Pukul	Tegangan (V)			Arus (I)			Daya Aktif (P)		
	Volt			Ampere			kW		
	R	S	T	R	S	T	R	S	T
1:00:00 AM	236.4	238.61	236.98	389.6	329.1	332.9	83.2	69.7	69.2
2:00:00 AM	234.87	237.09	235.31	381	335.7	343.7	80.7	71.8	72
3:00:00 AM	233.98	236.21	234.38	378.2	322.9	334	80	68.1	69.3
4:00:00 AM	234.98	237.13	235.5	374.1	329.3	322.7	79.1	69.9	66.8
5:00:00 AM	233.83	235.86	234.36	383.5	337.7	349.5	81	71	73.1
6:00:00 AM	236.42	238.18	238.46	394.4	329.7	366.3	85.2	70.6	77.3
7:00:00 AM	235.04	235.64	235.41	687.9	704.3	628.7	151.6	153.6	135.5
8:00:00 AM	230.38	231.3	231	863.3	834.7	770.3	188	181.7	165.4
9:00:00 AM	228.43	228.9	228.98	912.6	917.2	843.6	198.9	199.3	182.2
10:00:00 AM	226.45	227.23	227.06	934.9	916.9	887.1	202.6	199	191.6
11:00:00 AM	225.23	225.87	225.91	954.6	935.9	906.8	206.5	202.5	195.9
12:00:00 PM	225.76	226.17	226.42	920.4	966	902.5	198.5	210.2	195
1:00:00 PM	222.72	223.32	223.51	980.9	942.4	885.8	211.4	202.1	189.6
2:00:00 PM	220.11	220.82	220.69	937.9	945.7	925.5	198.7	201.6	195.4
3:00:00 PM	221.4	223	222.89	1040.6	910.4	863.5	223.4	195	184.8
4:00:00 PM	218.36	220.41	223.87	887.7	798.7	807.7	187.8	170.1	171
5:00:00 PM	228.86	230.63	229.49	585.5	529.5	510.4	128.2	117.2	108.6
6:00:00 PM	226.87	228.63	227.93	410.9	365.4	396.1	87.5	80	86.5
7:00:00 PM	227.22	229.14	228.39	345	311.7	304.1	71.8	67.6	65.5
8:00:00 PM	227.59	229.94	229.03	349.7	294.6	275.3	73.7	63.2	59.2
9:00:00 PM	227.71	230.06	228.95	347.8	281.7	269.1	73.8	60.4	56.7
10:00:00 PM	231.81	234.06	232.69	341.7	272.4	272.4	72.5	58.6	57.5
11:00:00 PM	233.85	236.36	234.74	342.3	281.5	262.6	73.6	61.8	55.1
12:00:00 AM	234.19	236.64	235.01	327.9	263.5	264	70.3	57.7	56
Rata-rata	229.50	231.14	231.27	594.3	551.86	534.70	127.58	118.99	114.02

(Sumber: Pengukuran tanggal 22 Desember 2016)

Tabel A2. Daya Reaktif, Daya Semu dan Faktor Daya Transformator

Pukul	Daya Reaktif (Q)			Daya Semu (S)			Faktor Daya (Pf)		
	kVAR			kVA					
	R	S	T	R	S	T	R	S	T
1:00:00 AM	39.3	35.9	37.6	92	78.4	78.8	0.904	0.889	0.8787
2:00:00 AM	38.5	34.1	36.7	89.4	79.5	80.8	0.9024	0.9036	0.8907
3:00:00 AM	37.7	34	36.1	88.4	76.2	78.2	0.9046	0.8946	0.8868
4:00:00 AM	38.1	34.6	36	87.8	78	75.9	0.9007	0.896	0.8805
5:00:00 AM	38.1	35.9	36.7	89.6	79.5	81.8	0.9048	0.8925	0.8934
6:00:00 AM	37.7	34.2	38.7	93.2	78.4	86.5	0.9147	0.9	0.8942
7:00:00 AM	56	62.4	59.5	161.6	165.8	148	0.9381	0.9264	0.9155
8:00:00 AM	64.8	65.2	65.7	198.8	193	178	0.9453	0.9412	0.9295
9:00:00 AM	62.1	65.8	64	208.4	209.9	193.1	0.9545	0.9496	0.9435
10:00:00 AM	61.1	61.5	61.8	211.6	208.3	201.3	0.9574	0.9554	0.9517
11:00:00 AM	59.7	60.2	59.5	214.9	211.3	204.8	0.9606	0.9586	0.9569
12:00:00 PM	61	59.2	60.9	207.7	218.4	204.3	0.9558	0.9626	0.9546
1:00:00 PM	55	58.4	57	218.4	210.4	197.9	0.9678	0.9607	0.9576
2:00:00 PM	55.5	54.3	56.3	206.3	208.7	204.2	0.9631	0.9656	0.957
3:00:00 PM	56	56	53	230.3	202.9	192.3	0.9699	0.9611	0.9613
4:00:00 PM	47.6	45.1	47.5	193.7	176	177.5	0.9694	0.9666	0.9634
5:00:00 PM	38.8	34.2	35.3	133.9	122.1	117.1	0.9572	0.96	0.9272
6:00:00 PM	31.9	23.7	25.3	93.2	83.5	90.2	0.9394	0.9588	0.9597
7:00:00 PM	31.2	23.6	22.4	78.3	71.3	69.3	0.917	0.9474	0.9463
8:00:00 PM	29.7	24.2	20.2	79.5	67.6	62.8	0.9274	0.9339	0.9426
9:00:00 PM	28	24.3	23.6	79.1	64.7	61.4	0.9325	0.9329	0.9234
10:00:00 PM	31.8	24.8	26.2	79.1	63.6	63.2	0.9158	0.9208	0.9097
11:00:00 PM	31.2	24.4	27.3	79.9	66.5	61.5	0.9206	0.9303	0.8965
12:00:00 AM	30.6	25.3	26.5	76.7	62.2	61.9	0.9167	0.927	0.9039
Rata-rata	44.22	41.72	42.24	137.15	128.17	123.78	0.934	0.933	0.924

(Sumber: Pengukuran tanggal 22 Desember 2016)

PENGURAN HARMONISA FASA R TANGGAL 22 DESEMBER 2016

Time	Orde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	THD (%)
1:00:00 AM	Awa (D)	389.1	2.4	13.5	0.2	4.5	0.4	3.5	0.2	5	0.1	3.8	0.1	2.2	0	1.1	0	1	0	0.6	0.1	4.54
	RED (%)	100	0.61	3.48	0.04	1.15	0.1	1.92	0.06	1.29	0.04	0.97	0.02	0.56	0.01	0.29	0.01	0.26	0.01	0.16	0.02	
2:00:00 AM	Awa (D)	380.6	2.1	14.6	0.5	5	0.4	8.1	0.2	3.1	0	3.4	0	2.4	0.1	1	0	0.8	0.1	0.8	0	4.77
	RED (%)	100	0.56	3.84	0.12	1.32	0.09	1.62	0.04	1.36	0.01	0.89	0	0.64	0.02	0.27	0	0.2	0.03	0.2	0.01	
3:00:00 AM	Awa (D)	377.8	1.8	13.8	0.5	5.7	0.4	8.2	0.2	5	0.1	3.4	0	2.4	0	1	0	0.8	0	0.8	0	4.65
	RED (%)	100	0.47	3.64	0.14	1.51	0.12	1.64	0.06	1.32	0.03	0.9	0	0.63	0.04	0.26	0.01	0.21	0.01	0.21	0.01	
4:00:00 AM	Awa (D)	373.7	1.5	13.4	0.6	4.8	0.3	6	0.1	4.8	0.1	3.3	0	2.5	0.1	1.1	0	0.8	0	0.8	0	4.53
	RED (%)	100	0.4	3.49	0.15	1.3	0.07	1.62	0.05	1.29	0.03	0.88	0	0.68	0.03	0.31	0.01	0.22	0.01	0.22	0.01	
5:00:00 AM	Awa (D)	383	3.8	14.5	0.7	6.4	0.1	6.9	0.1	5.4	0.1	3.3	0.1	2.5	0	1.2	0	0.9	0.1	0.9	0	4.97
	RED (%)	100	0.98	3.78	0.19	1.66	0.02	1.8	0.02	1.41	0.03	0.87	0.03	0.66	0.04	0.32	0.01	0.24	0.02	0.23	0.01	
6:00:00 AM	Awa (D)	395.9	6.5	13.5	0.4	7.3	0.3	6.8	0.2	4.8	0.1	3.3	0.1	2.1	0.2	1.1	0	0.8	0	0.8	0	4.85
	RED (%)	100	1.84	3.41	0.2	1.85	0.07	1.72	0.04	1.22	0.04	0.84	0.01	0.54	0.05	0.28	0.01	0.2	0.01	0.21	0	
7:00:00 AM	Awa (D)	687.4	5.6	6.8	0.3	21.5	0.6	8.3	0.1	3	0.1	2.4	0.1	1	0.1	0.5	0	0.2	0	0.4	0.1	3.64
	RED (%)	100	0.82	0.99	0.04	3.13	0.08	1.21	0.02	0.43	0.01	0.35	0.02	0.14	0.01	0.07	0.01	0.03	0.01	0.06	0.01	
8:00:00 AM	Awa (D)	883	2.1	12.5	0.1	18.5	0.3	6.7	0.1	2.4	0.1	2.3	0.2	1.6	0	0.6	0.1	0.6	0	0.9	0.1	2.75
	RED (%)	100	0.25	1.44	0.01	2.15	0.04	0.76	0.01	0.28	0.03	0.27	0.03	0.19	0.01	0.07	0.01	0.07	0	0.1	0.01	
9:00:00 AM	Awa (D)	878.4	8.8	18	0.5	14.4	0.6	7.7	0.7	3.3	0.4	2.9	0.1	2	0.1	0.5	0.1	0.2	0.1	1	0.1	3
	RED (%)	100	1	2.05	0.06	1.64	0.07	0.87	0.08	0.37	0.04	0.33	0.01	0.23	0.01	0.06	0.02	0.02	0.01	0.12	0.01	
10:00:00 AM	Awa (D)	934.5	2.4	22.8	0.4	15	0.4	5	0.2	3.5	0	3.1	0	2.7	0.1	0.6	0.1	0.8	0.1	1.3	0	3.03
	RED (%)	100	0.26	2.43	0.04	1.6	0.05	0.53	0.02	0.27	0	0.33	0	0.29	0.01	0.07	0.01	0.09	0.01	0.13	0	
11:00:00 AM	Awa (D)	954.1	2.3	25	0.3	13.3	0.8	6.9	0.2	3.4	0.3	2.9	0.1	1.8	0.1	0.4	0	0.8	0.1	1.2	0	3.11
	RED (%)	100	0.24	2.62	0.03	1.39	0.09	0.72	0.02	0.35	0.03	0.31	0.01	0.2	0.01	0.04	0	0.08	0.01	0.12	0	
12:00:00 PM	Awa (D)	1012.8	0.4	22.5	0.4	28.4	0.2	3.6	0.2	3.3	0.2	2.6	0.1	1.5	0.1	0.5	0.1	0.8	0.1	0.9	0.1	3.62
	RED (%)	100	0.04	2.22	0.04	2.8	0.02	0.26	0.02	0.32	0.02	0.26	0.01	0.15	0.01	0.05	0.01	0.08	0.01	0.09	0.01	
1:00:00 PM	Awa (D)	980.2	8.9	18.6	0.7	28.4	1.4	3.5	0.3	3.3	0.5	2.5	0.2	1.7	0.2	0.3	0.2	0.8	0.1	1	0.2	3.64
	RED (%)	100	0.91	1.9	0.07	2.9	0.14	0.36	0.03	0.36	0.05	0.25	0.02	0.17	0.02	0.03	0.02	0.09	0.01	0.1	0.02	

Time	Orde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	THD (%)
2:00:00 PM	Am (°)	917.3	1.6	21.6	0.6	24	0.8	2.7	0.2	3.8	0.1	2.9	0.2	1.3	0.1	0.8	0.1	1.2	0.3	1	0	3.53
	HD (%)	100	0.58	2.3	0.06	2.56	0.08	0.29	0.03	0.4	0.01	0.11	0.02	0.14	0.01	0.09	0.03	0.13	0.01	0.11	0	
	Am (°)	1000	3	25.8	1	24.3	0.6	3.2	0.4	3.9	0.1	2.9	0.2	1.4	0	0.9	0.1	1.2	0.3	0.9	0	
3:00:00 PM	HD (%)	100	0.29	2.44	0.1	2.36	0.06	0.31	0.04	0.38	0.01	0.28	0.01	0.18	0	0.09	0.03	0.12	0.01	0.08	0	3.46
	Am (°)	887.2	5.4	22.5	0.6	18.6	0.2	0.2	0.2	3.1	0.3	2.9	0.1	1.7	0.1	0.6	0.1	1.1	0	1.1	0.1	
	HD (%)	100	0.61	2.33	0.07	2.1	0.02	0.06	0.02	0.35	0.03	0.33	0.01	0.19	0.01	0.07	0.01	0.12	0	0.12	0.01	
4:00:00 PM	Am (°)	585.2	4.9	10.1	0.5	13.5	0.6	4	0.1	2.7	0.3	1.4	0.1	1.1	0	0.3	0.1	0.2	0	0.7	0.1	3.13
	HD (%)	100	0.83	1.33	0.09	2.3	0.11	0.09	0.01	0.46	0.05	0.24	0.02	0.18	0.01	0.09	0.02	0.03	0	0.12	0.01	
	Am (°)	410.5	2.6	13.4	0.3	16.6	0.1	6.4	0.1	4	0.1	1.5	0.1	1.7	0.1	0.7	0.1	0.4	0	0.4	0.1	
5:00:00 PM	HD (%)	100	0.63	1.27	0.07	2.29	0.03	1.56	0.04	0.97	0.03	0.37	0.01	0.8	0.04	0.18	0.03	0.1	0.01	0.11	0.01	4.64
	Am (°)	344.6	3.4	12.1	0.3	10	0.2	4.8	0.2	5.1	0.2	1.8	0.2	1.5	0.1	0.7	0.1	0.4	0.3	0.2	0	
	HD (%)	100	0.08	3.32	0.2	2.9	0.06	1.38	0.03	1.47	0.07	0.52	0.03	0.43	0.03	0.19	0.04	0.11	0.03	0.07	0.01	
6:00:00 PM	Am (°)	337.7	2.3	13.5	0.4	9.8	0.4	3.7	0.2	4.3	0.1	1.4	0	1.3	0.1	0.4	0	0.2	0.3	0.3	0	5.77
	HD (%)	100	0.68	4.38	0.11	2.9	0.12	1.1	0.05	1.34	0.04	0.41	0.01	0.39	0.02	0.11	0.01	0.05	0.03	0.08	0	
	Am (°)	347.5	1.3	13.4	0.2	18.3	0.2	4	0.1	4.1	0.2	1.3	0.2	1.3	0.1	0.4	0.1	0.3	0.1	0.2	0.1	
7:00:00 PM	HD (%)	100	0.38	4.44	0.07	2.96	0.03	1.14	0.03	1.19	0.03	0.57	0.05	0.38	0.03	0.13	0.02	0.08	0.02	0.08	0.01	5.63
	Am (°)	341.2	2.8	13.8	0.3	8.9	0.4	3.6	0.1	4.5	0.1	1.6	0.1	1.4	0	0.5	0.1	0.3	0	0.3	0	
	HD (%)	100	0.83	4.05	0.21	2.62	0.11	1.04	0.03	1.32	0.02	0.66	0.02	0.42	0.01	0.15	0.02	0.09	0.01	0.09	0.01	
8:00:00 PM	Am (°)	346.5	7	13.2	0.4	9.5	0.4	5	0.4	4.6	0.2	1.8	0.2	1.5	0.1	0.6	0.1	0.5	0.3	0.3	0.1	5.55
	HD (%)	100	2.03	1.41	0.11	2.73	0.12	1.44	0.1	1.33	0.07	0.51	0.05	0.44	0.03	0.17	0.04	0.14	0.02	0.08	0.02	
	Am (°)	327.4	1.1	13.3	0.3	9.2	0.2	3.1	0.1	5.3	0.2	1.2	0.1	2	0	0.9	0	0.8	0.1	0.6	0.1	
12:00:00 AM	HD (%)	100	0.33	4.05	0.08	2.82	0.06	1.56	0.04	1.63	0.06	0.68	0.03	0.6	0.01	0.27	0.03	0.24	0.02	0.17	0.02	5.53

PENGUKURAN HARMONISA FASA S TANGGAL 22 DESEMBER 2016

Time	Orde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	THD (%)
1:00:00 AM	Amis (f)	324.6	2.5	15.6	0.5	4.1	0.2	2.9	0.2	3.7	0.1	3.4	0.1	2.3	0.1	0.8	0.1	0.7	0.1	0.6	0.1	5.34
	THD (%)	100	0.76	4.75	0.15	1.25	0.06	0.87	0.07	1.12	0.04	1.04	0.02	0.7	0.04	0.23	0.03	0.22	0.03	0.19	0.02	
2:00:00 AM	Amis (f)	335.3	4.1	14.9	0.6	4.4	0.1	2.3	0.3	3.3	0.3	3.3	0.2	2.3	0.1	0.8	0.1	0.6	0	0.7	0.1	5.1
	THD (%)	100	1.23	4.44	0.19	1.31	0.02	0.67	0.1	1	0.09	0.98	0.05	0.69	0.03	0.22	0.03	0.19	0.01	0.22	0.03	
3:00:00 AM	Amis (f)	322.4	5	15.6	0.5	3.4	0.2	2.3	0.2	3.5	0.3	3.3	0.1	2.4	0	0.8	0	0.8	0.1	0.8	0	5.52
	THD (%)	100	1.34	4.84	0.13	1.05	0.06	0.71	0.06	1.09	0.08	1.02	0.04	0.74	0	0.25	0.01	0.25	0.02	0.26	0.01	
4:00:00 AM	Amis (f)	328.9	1.5	14.3	0.2	3.6	0.4	2.7	0.1	3.6	0.1	3.3	0.1	2.5	0	0.8	0.1	0.8	0.1	0.9	0	4.9
	THD (%)	100	0.46	4.34	0.07	1.09	0.12	0.83	0.03	1.08	0.04	1.02	0.02	0.76	0.01	0.24	0.02	0.24	0.02	0.26	0.01	
5:00:00 AM	Amis (f)	337.2	4.3	14.6	0.5	3.8	0.2	3	0.3	3.5	0.1	3.2	0.3	2.5	0.1	0.8	0.1	0.9	0.1	1	0	5.04
	THD (%)	100	1.29	4.33	0.09	1.13	0.06	0.88	0.09	1.05	0.04	0.96	0.08	0.73	0.03	0.22	0.03	0.27	0.02	0.29	0.01	
6:00:00 AM	Amis (f)	329.1	2.4	15.2	0.4	4.9	0.4	3	0.2	3.9	0.1	3.5	0.1	2.2	0.1	1	0.2	0.8	0	0.8	0.1	5.33
	THD (%)	100	0.85	4.62	0.12	1.5	0.13	0.93	0.08	1.2	0.02	1.05	0.03	0.68	0.02	0.31	0.05	0.25	0.01	0.25	0.02	
7:00:00 AM	Amis (f)	703.7	6.6	8.5	0.5	25.6	0	6.1	0.2	2.8	0.3	2.4	0.3	1.2	0.1	0.3	0	0.4	0.1	0.3	0	4.08
	THD (%)	100	0.94	1.21	0.07	3.65	0	0.87	0.03	0.4	0.04	0.35	0.04	0.17	0.01	0.07	0	0.06	0.01	0.04	0.01	
8:00:00 AM	Amis (f)	834.1	5.6	12.9	0.2	20.9	0.2	6.1	0.2	3.8	0.1	3.2	0.1	1	0	0.2	0.1	0.7	0.1	0.5	0	3.16
	THD (%)	100	0.67	1.34	0.02	2.3	0.02	0.73	0.02	0.46	0.01	0.38	0.01	0.12	0	0.03	0.01	0.09	0.01	0.06	0	
9:00:00 AM	Amis (f)	877.8	3.5	13.8	0.4	16.2	0.3	6.7	0.3	3.3	0.1	2.5	0.2	1.3	0.1	0.3	0.1	0.5	0.1	0.5	0	2.63
	THD (%)	100	0.4	1.57	0.04	1.85	0.03	0.77	0.03	0.37	0.01	0.28	0.02	0.15	0.01	0.04	0.03	0.06	0.01	0.05	0	
10:00:00 AM	Amis (f)	916.4	7.2	21	0.2	17.5	0.2	4.3	0.3	4.2	0.1	3.7	0.1	1.3	0	0.4	0.1	0.9	0.1	0.5	0	3.18
	THD (%)	100	0.79	2.29	0.03	1.91	0.02	0.47	0.03	0.46	0.01	0.4	0.01	0.15	0	0.05	0.01	0.1	0.01	0.06	0	
11:00:00 AM	Amis (f)	935.4	10.8	20.3	0.8	15.8	1	6.4	0.4	3.3	0.1	2.3	0.1	1.1	0.1	0.4	0	0.4	0.1	0.5	0	3.09
	THD (%)	100	1.16	2.17	0.08	1.69	0.1	0.68	0.04	0.36	0.01	0.28	0.01	0.12	0.01	0.04	0	0.04	0.01	0.03	0	
12:00:00 PM	Amis (f)	931.7	3.3	13.3	0.1	31	0.5	4.1	0.3	3.4	0.2	2.4	0.1	1.4	0.1	0.2	0.1	0.5	0	0.8	0.1	3.72
	THD (%)	100	0.56	1.6	0.01	3.25	0.06	0.43	0.06	0.36	0.02	0.25	0.01	0.15	0.01	0.02	0.01	0.06	0	0.08	0.01	
1:00:00 PM	Amis (f)	941.8	5.4	14.4	0.3	29.3	0.6	3.9	0.2	3.5	0.2	2.3	0.2	1.4	0	0.3	0	0.5	0	0.7	0	3.58
	THD (%)	100	0.28	1.53	0.03	3.11	0.06	0.42	0.02	0.37	0.02	0.24	0.02	0.15	0	0.03	0	0.05	0	0.08	0	

Time	Orde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	THD (%)
2:00:00 PM	Amv (f)	945.1	3	174	0.6	26.8	0.2	2.8	0.1	3.3	0.2	2.3	0.1	1.1	0	0.5	0.1	0.5	0.1	0.5	0.1	3.44
	HRD (%)	100	0.31	1.64	0.06	2.84	0.02	0.3	0.01	0.35	0.02	0.24	0.01	0.11	0.01	0.05	0.01	0.05	0.01	0.06	0.01	
3:00:00 PM	Amv (f)	909.9	5.9	18.5	0.9	24.2	0.9	4.2	0.5	3.5	0.2	2.2	0.1	1.2	0.1	0.6	0	0.7	0	0.6	0.1	3.48
	HRD (%)	100	0.64	2.03	0.1	2.66	0.1	0.47	0.03	0.39	0.02	0.24	0.01	0.13	0.01	0.06	0	0.08	0.01	0.07	0.01	
4:00:00 PM	Amv (f)	798.2	4.8	17.6	0.9	21	0.3	2.2	0.3	2.8	0.1	2.4	0	1.5	0.1	0.2	0.1	0.6	0.1	0.7	0.1	3.54
	HRD (%)	100	0.6	2.1	0.12	2.64	0.04	0.27	0.04	0.35	0.02	0.31	0.01	0.19	0.01	0.03	0.01	0.08	0.01	0.09	0.01	
5:00:00 PM	Amv (f)	529.1	3.7	12.9	0.7	14.5	0.4	4.8	0.5	2.7	0.1	2	0.1	1.1	0.1	0.2	0.1	0.4	0	0.6	0	3.88
	HRD (%)	100	0.7	2.43	0.13	2.71	0.07	0.9	0.05	0.52	0.02	0.38	0.01	0.21	0.01	0.05	0.01	0.07	0.01	0.11	0	
6:00:00 PM	Amv (f)	564.9	1.1	11.2	0.3	12.8	0.3	6	0.1	3.4	0.1	2.4	0.1	1.4	0.1	0.8	0	0.7	0	0.3	0.1	5.11
	HRD (%)	100	0.3	3.08	0.08	3.5	0.08	1.63	0.03	0.93	0.02	0.65	0.04	0.38	0.02	0.22	0.01	0.19	0.01	0.1	0.02	
7:00:00 PM	Amv (f)	311.1	1.8	13.2	0.4	11.5	0.4	4.7	0.2	4	0.1	2.4	0	1.2	0.1	0.9	0.1	0.6	0.1	0.2	0	6.05
	HRD (%)	100	0.57	4.23	0.14	3.68	0.11	1.31	0.05	1.28	0.02	0.78	0	0.37	0.03	0.28	0.02	0.19	0.02	0.06	0.01	
8:00:00 PM	Amv (f)	294.1	3.2	13.3	0.2	8.2	0.1	4	0	3.1	0.1	2.3	0.1	1.2	0.1	0.5	0	0.4	0.1	0.3	0	5.82
	HRD (%)	100	1.08	4.58	0.08	2.8	0.05	1.35	0.01	1.05	0.02	0.79	0.05	0.4	0.02	0.17	0.01	0.15	0.02	0.11	0.01	
9:00:00 PM	Amv (f)	281.2	2.7	12.5	0.3	6.6	0.3	3.4	0.5	3.1	0.2	2.5	0.2	1.2	0.1	0.4	0.1	0.5	0.1	0.3	0	5.48
	HRD (%)	100	0.95	4.46	0.12	2.35	0.1	1.21	0.11	1.09	0.07	0.87	0.06	0.41	0.04	0.15	0.05	0.17	0.04	0.12	0	
10:00:00 PM	Amv (f)	257.8	1.1	13.8	0.6	4.9	0.1	2.6	0.3	3.4	0	2.9	0.1	1.6	0	0.3	0.1	0.7	0.1	0.3	0.1	6.09
	HRD (%)	100	0.42	3.36	0.23	1.9	0.04	1.62	0.11	1.32	0.01	1.12	0.05	0.61	0	0.18	0.05	0.28	0.04	0.12	0.02	
11:00:00 PM	Amv (f)	272.1	3.9	13.8	0.3	6.9	0.4	3.6	0.4	3.6	0.2	2.9	0.2	1.7	0.1	0.7	0.1	0.8	0.1	0.4	0	6.03
	HRD (%)	100	1.44	5.07	0.31	2.54	0.14	1.33	0.14	1.32	0.08	1.07	0.06	0.54	0.05	0.29	0.04	0.31	0.02	0.16	0.01	
12:00:00 AM	Amv (f)	265	4.8	13	0.6	6.5	0.1	2.5	0.2	3.5	0.2	3	0.1	2	0.1	0.6	0.1	0.9	0	0.5	0.1	6.02
	HRD (%)	100	1.81	4.84	0.24	2.48	0.02	0.97	0.08	1.34	0.06	1.13	0.04	0.74	0.04	0.24	0.04	0.36	0.01	0.2	0.04	

PENGUKURAN HARMONISA FASA T TANGGAL 22 DESEMBER 2016

Time	Orde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	THD (%)
1.00:00 AM	Aars (f)	332.4	4.1	13.4	0.4	2.7	0.1	6.1	0.1	4.9	0.1	3.1	0.1	3.1	0	1	0	0.7	0.1	1.1	0.1	5.69
	THD (%)	100	1.24	4.03	0.11	0.8	0.04	1.84	0.04	1.46	0.03	0.94	0.04	0.92	0.01	0.29	0.01	0.21	0.03	0.34	0.02	
2.00:00 AM	Aars (f)	343.3	2.7	12.8	0.3	4.8	0.2	5.8	0.2	5.4	0.1	3.1	0.1	3.1	0	1	0	0.7	0	1	0	4.87
	THD (%)	100	0.8	3.74	0.1	1.4	0.05	1.69	0.06	1.56	0.03	0.91	0.03	0.9	0.01	0.28	0.01	0.19	0.03	0.29	0	
3.00:00 AM	Aars (f)	353.6	1.2	13.1	0.3	4.6	0.5	5.4	0.3	4.9	0.1	3	0.1	3	0.1	1	0.1	0.6	0.1	1.1	0	4.92
	THD (%)	100	0.37	3.93	0.1	1.39	0.16	1.61	0.08	1.48	0.02	0.91	0.02	0.89	0.02	0.29	0.04	0.17	0.02	0.32	0	
4.00:00 AM	Aars (f)	322.2	2	13.2	0.4	4.8	0.3	5.6	0.1	5.4	0	3.3	0.2	3.1	0.1	1.1	0.1	0.8	0.1	1.1	0	5.25
	THD (%)	100	0.62	4.1	0.12	1.48	0.11	1.75	0.04	1.68	0.01	1.02	0.05	0.96	0.02	0.35	0.02	0.24	0.02	0.34	0.01	
5.00:00 AM	Aars (f)	348.8	1.9	17.5	0.4	3.7	0.1	5.7	0.1	6.1	0.2	3.1	0	3.1	0	1.6	0.1	0.6	0.1	1.1	0.1	5.85
	THD (%)	100	0.55	5.01	0.13	1.06	0.03	1.63	0.03	1.75	0.05	0.88	0.01	0.88	0.01	0.45	0.02	0.17	0.02	0.32	0.01	
6.00:00 AM	Aars (f)	165.7	1.4	17.4	0.3	5.3	0.6	6.1	0.2	6	0.2	3.1	0.1	2.7	0.1	1.3	0.1	0.6	0	1	0.1	5.64
	THD (%)	100	0.79	4.75	0.08	1.44	0.15	1.86	0.05	1.63	0.05	0.84	0.03	0.73	0.02	0.26	0.02	0.17	0	0.27	0.04	
7.00:00 AM	Aars (f)	628.3	3.9	7.4	0.6	19.9	0.3	7.5	0.4	7.6	0.2	2.2	0.2	1	0.2	0.6	0	0.2	0	0.3	0	3.71
	THD (%)	100	0.62	1.18	0.09	3.17	0.04	1.2	0.06	0.58	0.03	0.35	0.03	0.17	0.02	0.1	0.01	0.03	0.01	0.05	0	
8.00:00 AM	Aars (f)	769.8	5.8	9.6	0.5	17.9	0.6	6.3	0.1	1.8	0.2	2.5	0.1	1.3	0.1	0.6	0.1	0.5	0.1	0.8	0.1	2.93
	THD (%)	100	0.76	1.24	0.06	2.32	0.08	0.81	0.01	0.49	0.02	0.32	0.01	0.17	0.02	0.07	0.01	0.06	0.01	0.1	0.01	
9.00:00 AM	Aars (f)	843.3	2.3	15.9	0.2	14.4	0.5	8.2	0.3	4.3	0.2	2	0.1	1.6	0.1	0.5	0	0.3	0	0.9	0	2.8
	THD (%)	100	0.27	1.85	0.03	1.71	0.06	0.97	0.03	0.51	0.02	0.24	0.01	0.19	0.02	0.06	0.01	0.04	0.01	0.1	0.01	
10.00:00 AM	Aars (f)	886.7	4.1	18.3	0.3	15.7	0.2	4.4	0	4.7	0.1	2.9	0.1	1.3	0	0.8	0.1	1	0	1.3	0.1	2.88
	THD (%)	100	0.47	2.86	0.03	1.77	0.02	0.49	0	0.42	0.01	0.32	0.01	0.21	0.01	0.09	0.01	0.11	0	0.15	0.01	
11.00:00 AM	Aars (f)	906.4	4.8	19.9	0.2	13.6	0.5	7.1	0.4	4.8	0.1	2.1	0.1	1.5	0.1	0.5	0.1	0.5	0	0.8	0	2.89
	THD (%)	100	0.53	2.2	0.02	1.5	0.05	0.79	0.04	0.53	0.01	0.23	0.03	0.17	0.01	0.06	0.01	0.06	0	0.09	0	
12.00:00 PM	Aars (f)	901.9	7.6	16.8	0.3	25.5	0.3	4.9	0.5	4.7	0.3	1.8	0	1.3	0	0.6	0.1	0.7	0.1	0.8	0.1	3.58
	THD (%)	100	0.86	1.86	0.03	2.83	0.05	0.34	0.05	0.52	0.03	0.2	0	0.14	0	0.07	0.01	0.08	0.01	0.09	0.01	
1.00:00 PM	Aars (f)	185.1	4	15.2	0.2	25	0.3	4.7	0.2	4.3	0.3	1.9	0	1.3	0.1	0.4	0.1	0.3	0	0.8	0.1	3.43
	THD (%)	100	0.45	1.72	0.02	2.83	0.04	0.53	0.03	0.48	0.03	0.22	0.03	0.15	0.01	0.05	0.01	0.06	0	0.09	0.01	

Time	Order	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	THD (%)
2:00:00 PM	Amplitude	925	3	16.3	0.7	22.7	0.5	3.6	0.3	4.4	0.2	1.6	0.1	1	0	0.5	0.1	0.8	0.1	0.8	0	3.11
	THD (%)	100	0.52	1.76	0.08	2.45	0.56	0.39	0.02	0.48	0.03	0.17	0.01	0.11	0	0.08	0.02	0.09	0.01	0.08	0	
	Amplitude	852.9	6.2	21.9	0.9	21.1	0.8	4.1	0.3	4.5	0.2	1.6	0.1	1.2	0.1	0.7	0.3	0.7	0.1	0.7	0.1	
3:00:00 PM	THD (%)	100	0.72	2.54	0.11	2.44	0.1	0.48	0.03	0.53	0.02	0.18	0.02	0.14	0.01	0.09	0.03	0.08	0.01	0.09	0.01	3.68
	Amplitude	867.3	6.1	18.7	1.2	17	0.3	1	0.2	3.9	0.1	1.7	0.1	1.1	0	0.5	0.3	0.7	0	0.9	0.1	
	THD (%)	100	0.76	2.32	0.15	2.11	0.05	0.13	0.02	0.49	0.01	0.21	0.01	0.14	0.01	0.07	0.02	0.08	0.01	0.11	0.01	3.28
4:00:00 PM	Amplitude	510	6.4	10.4	0.7	11.8	0.3	3.7	0.3	3.6	0.1	1.8	0.2	0.8	0	0.6	0	0.6	0.1	0.5	0.1	3.51
	THD (%)	100	1.26	2.04	0.15	2.31	0.06	0.72	0.05	0.71	0.03	0.35	0.03	0.16	0	0.11	0.03	0.12	0.01	0.1	0.01	
	Amplitude	395.5	2.1	18.1	0.5	10.4	0.2	5.3	0.1	5.2	0	1.7	0.2	1.4	0.1	0.7	0.3	0.2	0.1	0.3	0.1	5.65
5:00:00 PM	THD (%)	100	0.51	4.58	0.13	2.62	0.04	1.33	0.04	1.31	0.01	0.43	0.04	0.36	0.02	0.17	0.02	0.04	0.02	0.08	0.02	
	Amplitude	363.2	1	18.9	0.6	9.2	0.3	3.8	0.2	5.0	0.3	2.1	0.1	1.5	0.1	0.7	0.3	0.2	0.1	0.3	0.1	7.67
	THD (%)	100	0.52	6.58	0.21	3.04	0.09	1.26	0.07	1.96	0.09	0.69	0.04	0.5	0.02	0.24	0.03	0.07	0.03	0.09	0.03	
6:00:00 PM	Amplitude	274.2	4	28.8	0.2	8.3	0.2	2.4	0.3	6	0.1	2.2	0.1	1.8	0.1	0.7	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1	8.97
	THD (%)	100	1.45	7.59	0.07	3.02	0.06	0.88	0.09	2.19	0.03	0.79	0.03	0.57	0.02	0.25	0.02	0.04	0.03	0.12	0.03	
	Amplitude	268.3	2.9	17.5	0.5	7.1	0.1	3.1	0.1	5.2	0.1	2.1	0.1	2	0.1	0.8	0.1	0.2	0.1	0.3	0.1	7.58
7:00:00 PM	THD (%)	100	1.09	6.54	0.18	2.66	0.05	1.16	0.04	1.95	0.04	0.78	0.02	0.73	0.04	0.3	0.03	0.08	0.02	0.11	0.02	
	Amplitude	271.6	2	17.2	0.3	7.8	0.3	3.5	0.2	5.8	0.3	2.7	0.1	2.3	0.1	0.9	0.1	0.4	0.1	0.4	0.1	7.54
	THD (%)	100	0.75	6.52	0.12	2.87	0.17	1.27	0.07	2.13	0.1	0.99	0.03	0.84	0.03	0.33	0.02	0.16	0.02	0.15	0.04	
8:00:00 PM	Amplitude	267.5	2.3	12.9	0.3	8.3	0.3	4	0.1	4.9	0.2	2.7	0.1	2.6	0.1	0.6	0.1	0.6	0	0.5	0	6.43
	THD (%)	100	0.86	4.82	0.11	3.1	0.1	1.5	0.04	1.83	0.06	1.02	0.03	0.49	0.02	0.22	0.05	0.24	0.01	0.17	0.01	
	Amplitude	263.4	3.1	12.4	0.3	9.1	0.3	3.1	0.2	5.4	0.1	3	0.1	3	0.1	0.9	0.1	1	0	0.5	0	6.8
12:00:00 AM	THD (%)	100	1.19	4.71	0.1	3.44	0.1	1.82	0.06	2.06	0.05	1.13	0.05	1.12	0.02	0.33	0.04	0.37	0.01	0.2	0.01	

LAMPIRAN C
(Nilai dan Perhitungan Harmonisa Arus Transformator)

Tabel C1. Nilai dan Perhitungan Harmonisa Arus Transformator Fasa R

Orde (h)	I_h (%)	I (A)	I_h (pu)	I_h^2 (pu)	$I_h^2 \times h^2$ (pu)
1	100	337,7	1	1	1
2	0,68	2,3	0,0068	0,00004624	0,00018496
3	4,58	15,5	0,0458	0,00209764	0,01887876
4	0,11	0,4	0,0011	0,00000121	0,00001936
5	2,9	9,8	0,029	0,000841	0,021025
6	0,12	0,4	0,0012	0,00000144	0,00005184
7	1,1	3,7	0,011	0,000121	0,005929
8	0,05	0,2	0,0005	0,00000025	0,000016
9	1,34	4,5	0,0134	0,00017956	0,01454436
10	0,04	0,1	0,0004	0,00000016	0,000016
11	0,41	1,4	0,0041	0,00001681	0,00203401
12	0,01	0	0,0001	0,00000001	0,00000144
13	0,39	1,3	0,0039	0,00001521	0,00257049
14	0,02	0,1	0,0002	0,00000004	0,00000784
15	0,11	0,4	0,0011	0,00000121	0,00027225
16	0,01	0	0,0001	0,00000001	0,00000256
17	0,05	0,2	0,0005	0,00000025	0,00007225
18	0,03	0,1	0,0003	0,00000009	0,00002916
19	0,08	0,3	0,0008	0,00000064	0,00023104
20	0,01	0	0,0001	0,00000001	0,000004
Total			1,1294	1,00332278	1,06589032

(Sumber : Hasil Pengukuran 22 Desember 2016 dan Perhitungan)

Tabel C2. Nilai dan Perhitungan Harmonisa Arus Transformator Fasa S

Orde (h)	I_h (%)	I (A)	I_h (pu)	I_h^2 (pu)	$I_h^2 \times h^2$ (pu)
1	100,00	257,8	1	1	1
2	0,42	1,1	0,0042	0,00001764	0,00007056
3	5,36	13,8	0,0536	0,00287296	0,02585664
4	0,23	0,6	0,0023	0,00000529	0,00008464
5	1,9	4,9	0,019	0,000361	0,009025
6	0,04	0,1	0,0004	0,00000016	0,00000576
7	1,02	2,6	0,0102	0,00010404	0,00509796
8	0,11	0,3	0,0011	0,00000121	0,00007744
9	1,32	3,4	0,0132	0,00017424	0,01411344
10	0,01	0	0,0001	0,00000001	0,000001
11	1,12	2,9	0,0112	0,00012544	0,01517824
12	0,03	0,1	0,0003	0,00000009	0,00001296
13	0,61	1,6	0,0061	0,00003721	0,00628849
14	0,01	0	0,0001	0,00000001	0,00001024
15	0,18	0,5	0,0018	0,00000324	0,000729
16	0,03	0,1	0,0003	0,00000009	0,00002504
17	0,28	0,7	0,0028	0,00000784	0,00226576
18	0,04	0,1	0,0004	0,00000016	0,00005184
19	0,12	0,3	0,0012	0,00000144	0,00051984
20	0,02	0,1	0,0002	0,00000004	0,000016
Total			1,1285	1,00371211	1,07942785

(Sumber : Hasil Pengukuran 22 Desember 2016 dan Perhitungan)

Tabel C3. Nilai dan Perhitungan Harmonisa Arus Transformator Fasa T

Orde (h)	I_h (%)	I (A)	I_h (pu)	I_h^2 (pu)	$I_h^2 \times h^2$ (pu)
1	100.00	274.2	1	1	1
2	1.45	4	0.0145	0.00021025	0.000841
3	7.59	20.8	0.0759	0.00576081	0.05184729
4	0.07	0.2	0.0007	0.00000049	0.00000784
5	3.02	8.3	0.0302	0.00091204	0.022801
6	0.06	0.2	0.0006	0.00000036	0.00001296
7	0.88	2.4	0.0088	0.00007744	0.00379456
8	0.09	0.3	0.0009	0.00000081	0.00005184
9	2.19	6	0.0219	0.00047961	0.03884841
10	0.03	0.1	0.0003	0.00000009	0.000009
11	0.79	2.2	0.0079	0.00006241	0.00755161
12	0.03	0.1	0.0003	0.00000009	0.00001296
13	0.57	1.6	0.0057	0.00003249	0.00549081
14	0.02	0.1	0.0002	0.00000004	0.00000784
15	0.25	0.7	0.0025	0.00000625	0.00140625
16	0.02	0.1	0.0002	0.00000004	0.00001024
17	0.04	0.1	0.0004	0.00000016	0.00004624
18	0.03	0.1	0.0003	0.00000009	0.00002916
19	0.12	0.3	0.0012	0.00000144	0.00051984
20	0.03	0.1	0.0003	0.00000009	0.000036
Total			1.1728	1.007545	1.13332485

(Sumber : Hasil Pengukuran 22 Desember 2016 dan Perhitungan)